



河南省首届地热产业高质量发展学术交流专题报告会

以科技创新驱动我省地热产业高质量发展



报告题目：河南省煤层气规模化开发路径

宋志敏，博士，二级教授，博导，享受国务院津贴专家，河南省职教专家，河南省高等教育优秀管理人才，河南省优秀教师。中国煤炭协会技术委员会专家委员，中国煤炭学会瓦斯专委会委员。曾任郑州煤田职工地质学院院长、开封大学校长、华北水利水电大学学术委员会副主任。主要从事煤田地质、环境地质、瓦斯地质与煤层气地质研究与教学工作，主持国家级项目四项、省部重大专项2项，省部重点项目和企业委托项目10余项，荣获省部级一二等奖5项，出版学术专著4部。

2024年省地热协会学术交流

河南省煤层气规模化开发路径选择

主讲人：宋志敏 教授/博导

团队：李冰、刘见宝、任建刚、吕闰生、刘高峰、曲艳伟

2024年12月10日·郑州

提 纲

第一部分 河南省煤层气开发的重大意义

第二部分 煤层气国内外开发现状与技术模式评价

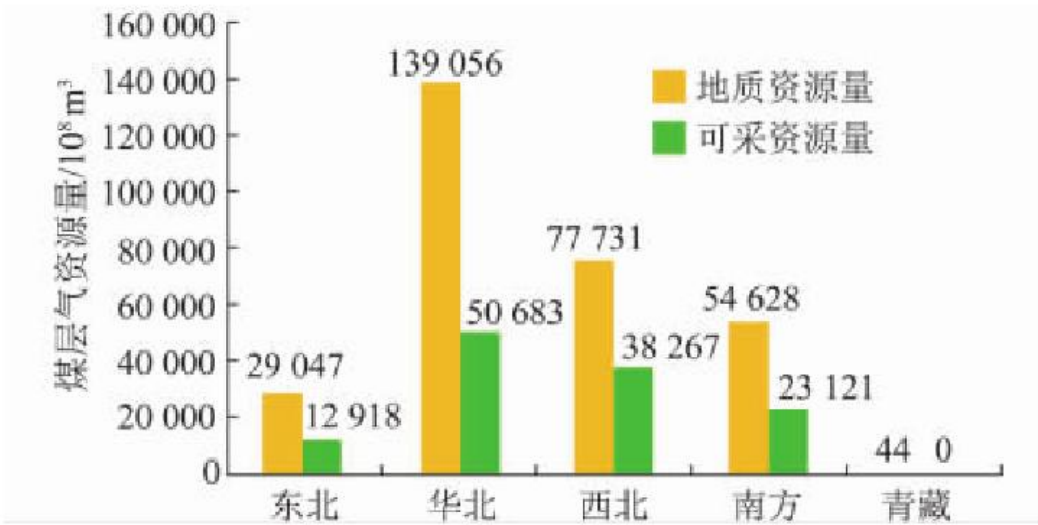
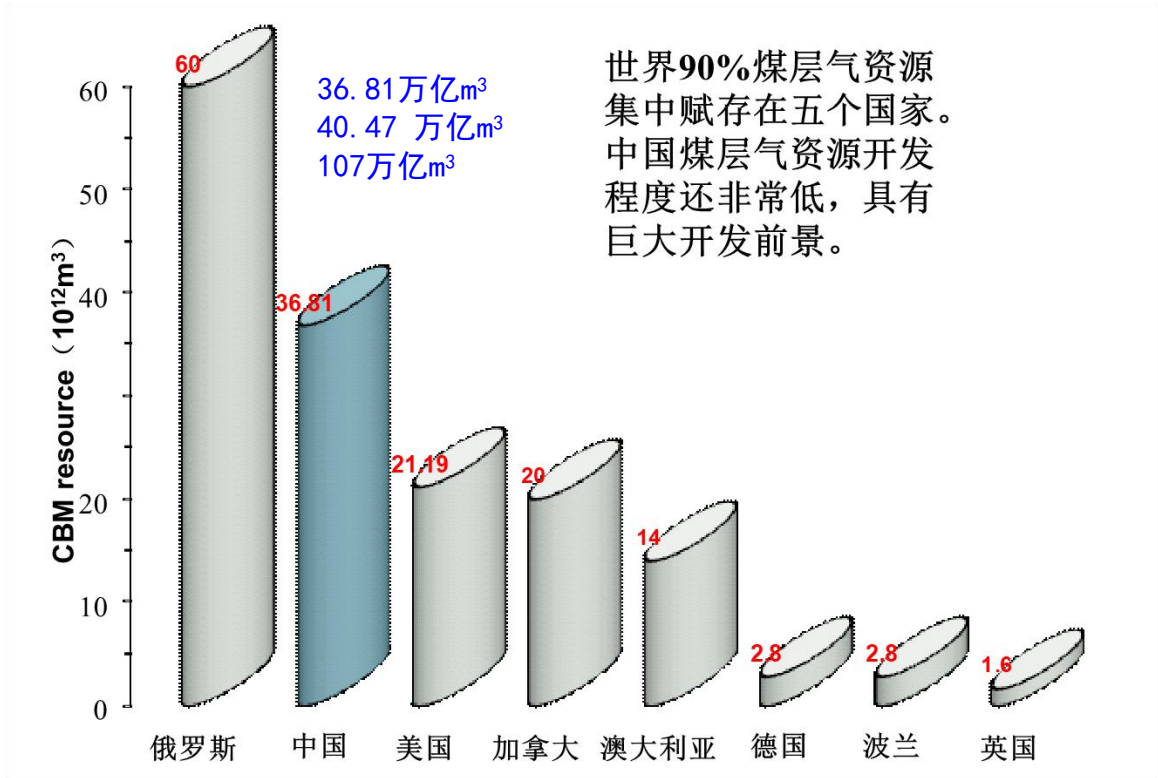
第三部分 河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

第四部分 河南省煤层气规模化开发路径选择

1.河南省煤层气开发的重大意义

◆能源、安全、环境三重效应

■1. 清洁能源，改善能源结构、关乎能源安全



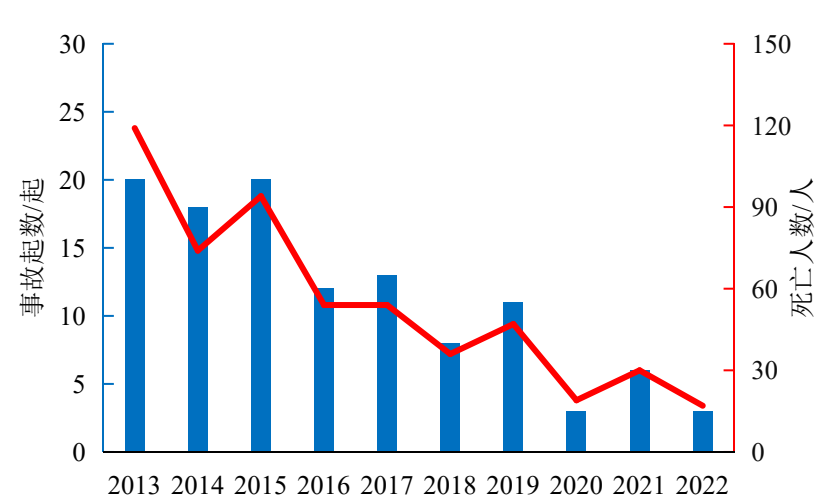
- 据河南省发展改革委员会预测，到2030年，全省天然气消费总量将增至310亿m³，缺口总量将达到298亿m³，对外依存度将达到96%。
- 河南省目前的天然气开发规模远远难以满足中-长期天然气消费的需求，用气安全刚性需求仅仅依靠国家调剂乃至进口来弥补这一缺口并不现实。河南省能源供给与资源禀赋之间存在逆向矛盾。

1.河南省煤层气开发的重大意义

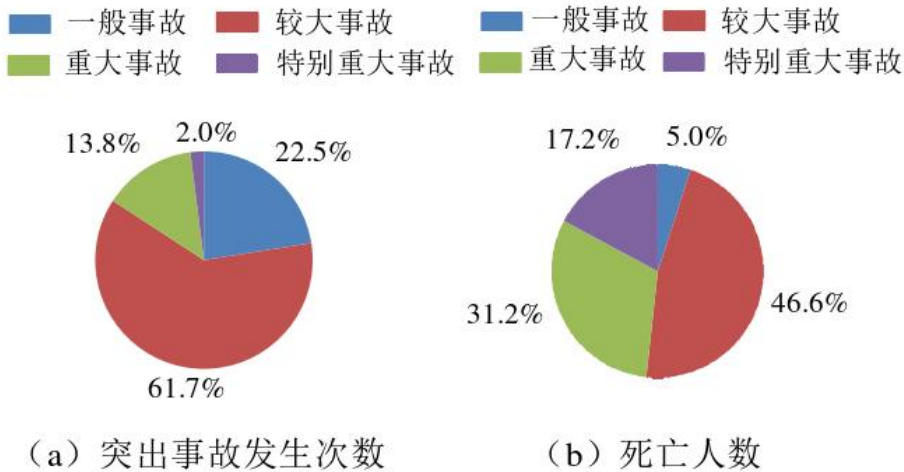
◆能源、安全、环境三重效应

■2.CBM开发是减少煤矿瓦斯灾害有效手段

- 据国家矿山安全监察局统计，全国高瓦斯、煤与瓦斯突出、水文地质类型复杂或极复杂、冲击地压等灾害严重的生产煤矿1128处，其中高瓦斯和突出矿井820处，贵州274处，山西250处、四川56处、河南53处、云南48处，灾害严重五省区占总量的83%。



较大及以上瓦斯事故起数与死亡人数



2001-2022年各等级煤与瓦斯突出事故合计发生次数占比与死亡人数占比

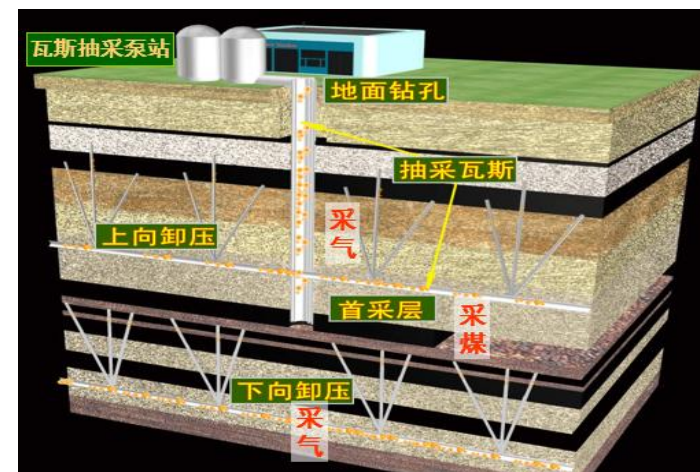
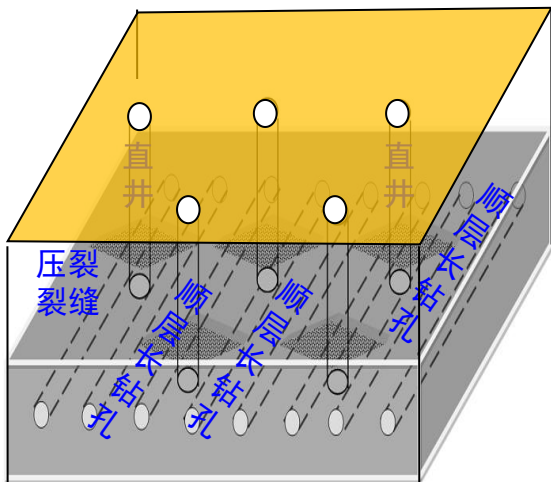


1.河南省煤层气开发的重大意义

◆能源、安全、环境三重效应

■2.CBM开发是减少煤矿瓦斯灾害有效手段

- 煤矿井下治理瓦斯采用了**顺层、穿层钻孔，底抽巷，高抽巷**等工艺，但工程施工时间长，经济投入大，且无法远距离超前预抽，在一定程度上制约了煤矿井下安全高效生产。
- 突出矿井井下传统区域措施主要有**保护层开采、软岩保护层开采、区域瓦斯预抽**，成本高，效果差。
- 2020年以前，河南省相关部门单位在平顶山、焦作矿区组织开展了多轮次、多期次的瓦斯地面预抽试验，未取得一定效果，2021年以后取得一定进展。



1.河南省煤层气开发的重大意义

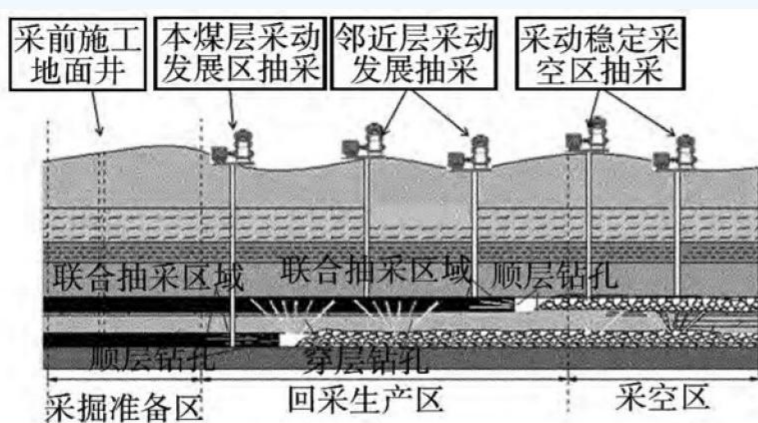
◆能源、安全、环境三重效应

■2.CBM开发是减少煤矿瓦斯灾害有效手段

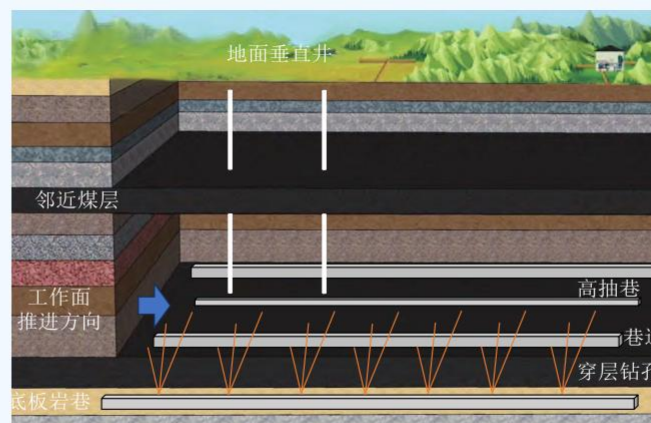
- 例如：平顶山矿区自2021年起，目前已累计完井135口，其中产气井56口。累计总抽采纯量6358.76万 m^3 ，累计总利用量4796.79万 m^3 。
- 将地面井抽采与井下抽采有机结合，优化地面井抽采与井下瓦斯治理的时空协调关系，探索井上下协同抽采方法，**成功进行地面CBM开发将为治理煤矿瓦斯和保障安全生产提供重要技术支撑。**



地面瓦斯井



采动、采空区地面抽采示意图



井上下立体化瓦斯抽采



输气管路

1.河南省煤层气开发的重大意义

◆能源、安全、环境三重效应

■3.助力实现双碳目标，服务国家重大战略

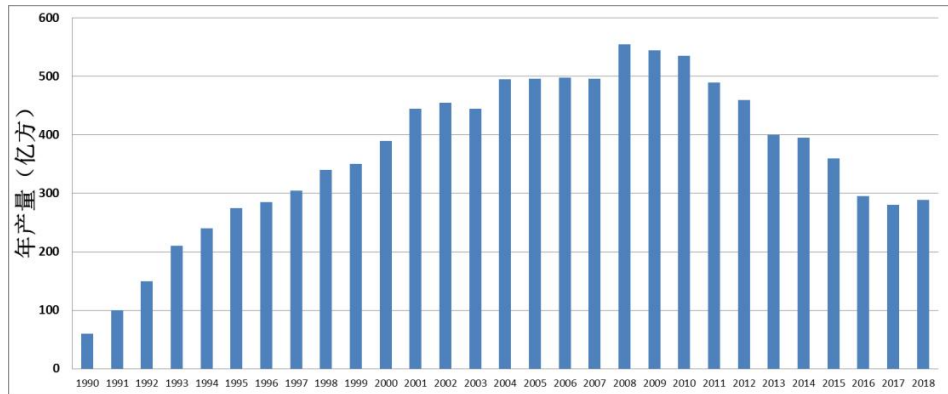
- 2020年中国政府提出了“CO₂排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标。
- 天然气是一种相对低碳能源，单位热值 CO₂排放量仅是煤的 1/3左右。
- 减排瓦斯温室气体
- 《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确提出，“加快推进页岩气、煤层气、致密油气等非常规油气资源规模化开发，强化风险管控，确保能源安全稳定供应和平稳过渡。深入学习领会习近平总书记提出的“四个革命、一个合作”能源安全新战略，牢牢把握新形势、新任务和新要求，今日之非常规，即明日之常规。



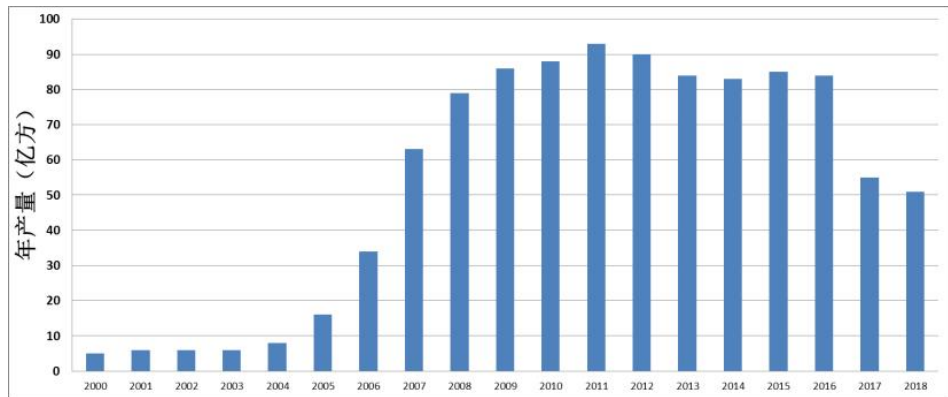
2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国外开发现状

- 全球范围内各含煤盆地地质条件存在明显差异，针对不同的地质条件，美国黑勇士盆地、圣胡安盆地、粉河盆地，澳大利亚苏拉特盆地，加拿大阿尔伯特盆地等通过采用不同开发工艺先后实现了煤层气商业化开发。
- 2008-2010年美国达到产量高峰530-560亿立方米/年。
- 2011年以后美国页岩气产量迅猛增长，天然气供应充足，天然气价格下降，致使煤层气生产规模缩减，煤层气产量下降。2018年产量约289亿立方米。
- 加拿大2010年达到产量高峰94.42亿立方米，2012年以后由于天然气价格下降，煤层气产量随着下降，2018年加拿大煤层气产量约为51亿立方米。



美国历年煤层气年产量

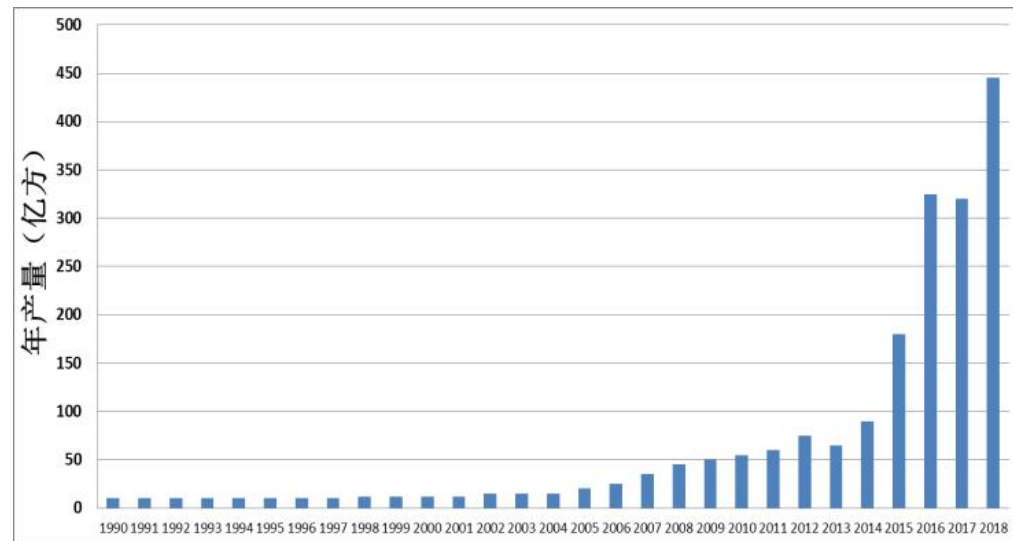


加拿大煤层气历年产量

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国外开发现状

- 澳大利亚实现持续增长2013年产量达到71亿立方米；2015年产量达到182.24亿立方米；2016年产量320.18亿立方米，首次超过美国，2018年产量达到450亿立方米。
- 澳大利亚煤层气产业的发展主要得益于以下几方面：
 - （1）在东部沿海含煤盆地集中地区展开煤层气勘探开发。
 - （2）不断借鉴美国成功经验，并结合自身实际情况，实现技术突破和创新，使得技术不断发展成熟，在远离煤矿地区逐渐形成独立的煤层气产业。
 - （3）在煤矿安全生产方面，澳大利亚非常注重技术的研发和应用，并且领先于其他国家。煤矿瓦斯处理、矿难预防、煤田勘探、安全生产方面具有的理念均位居世界前列。
 - （4）一系列的财政政策和权益保护措施等相关规定，鼓励勘探开发活动，对煤层气产业的发展提供了条件。



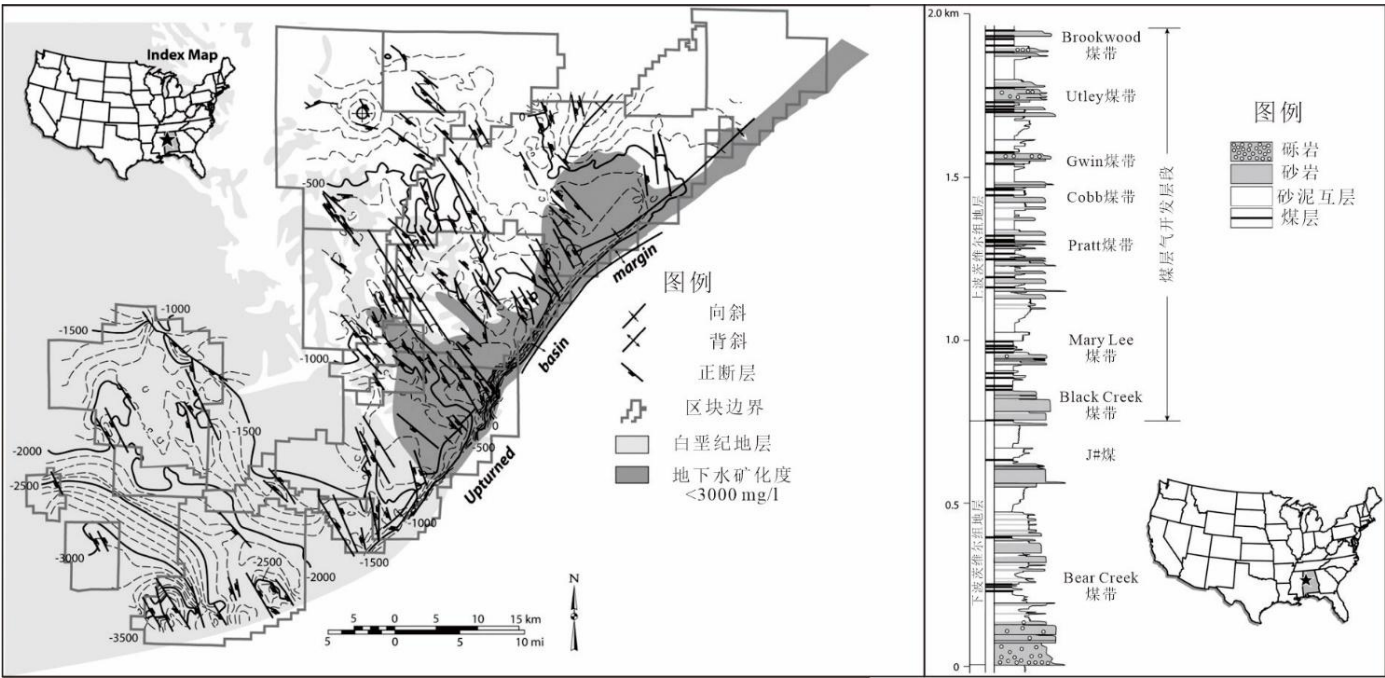
澳大利亚煤层气历年产量

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆ 国外技术模式

■ 1.美国东部黑勇士盆地多煤层分压合采模式

- 黑勇士盆地内主力煤储层集中于东南部阿巴拉契亚造山带前缘上石炭纪（下宾夕法尼亚纪）的上波茨维尔组地层。具有多煤层发育、单层厚度薄（一般在0.1-4m之间）、煤层气含量较低（一般小于 $7\text{m}^3/\text{t}$ ）、煤体结构完整的特点。该地区单一煤层的煤层气资源丰度不足以满足商业化开发要求，而正是在这样的地质背景下采用了多煤层分压合采的开发模式，才使得该区煤层气大规模商业化开发得以实现。



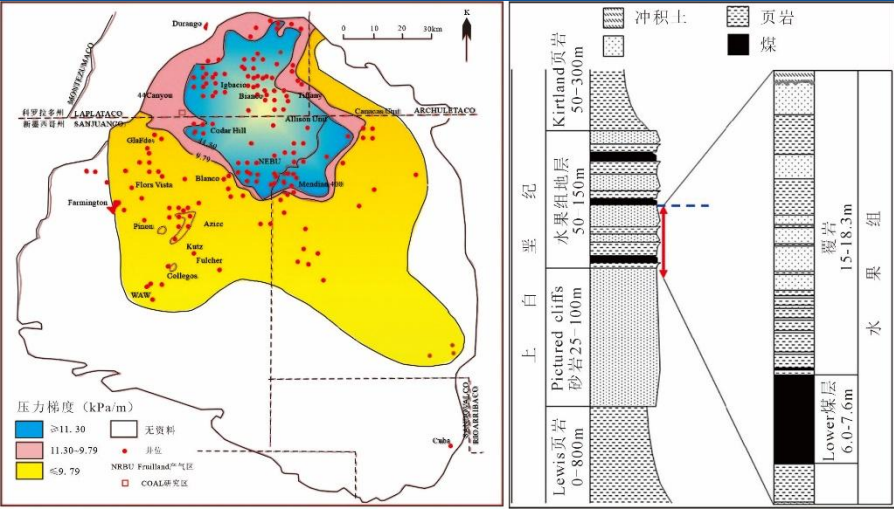
美国黑勇士盆地多煤层分压合采煤层气开发模式

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

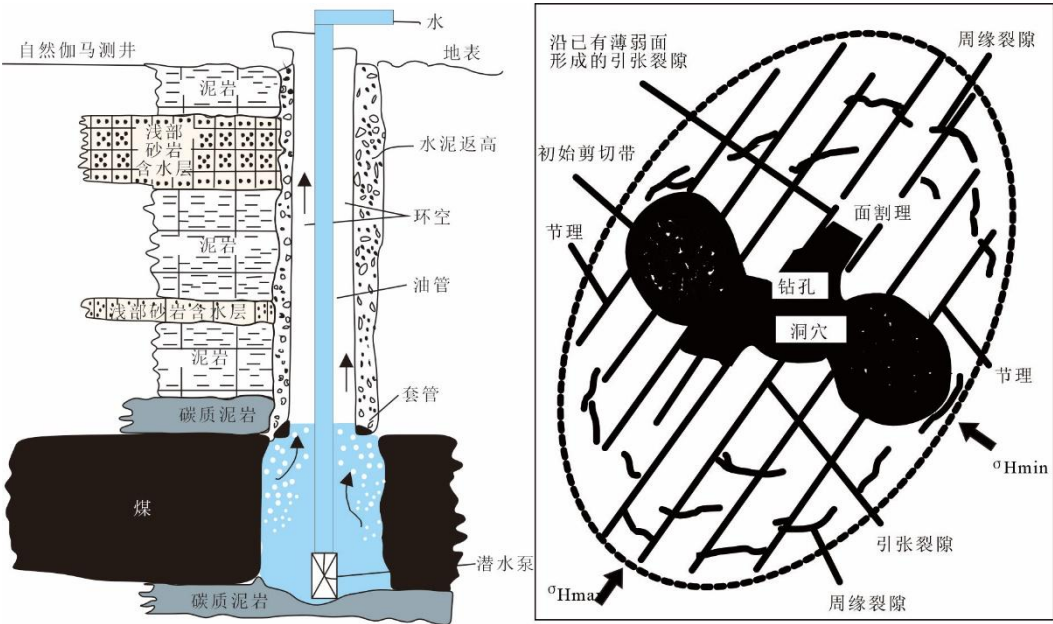
◆ 国外技术模式

■ 2.美国西部圣胡安盆地厚煤层裸眼洞穴法完井模式

- 圣胡安盆地北部 Fruitland 组划分出了甜点区 (fairway 区域)，区内煤层厚度普遍高于10m，最厚可达21m，煤层气含量明显较高，最高可达15.6 m³/t，处于超压状态，压力梯度可达1.24-1.35 MPa/100m，煤层原始渗透率也明显高于其它地区，具有极佳开发地质条件。开发集中在埋深220-1100m 范围内，前期的煤层气主要采用裸眼完井法进行 Fruitland 组煤层气和 Pictured Cliffs 砂岩气联合开发。之后的煤层气井则主要采用裸眼洞穴完井或套管完井压裂两种方式，两种模式分别在盆地内的 fairway 区域和其它区域成功应用。



美国圣胡安盆地煤储层压力梯度平面图与地层剖面



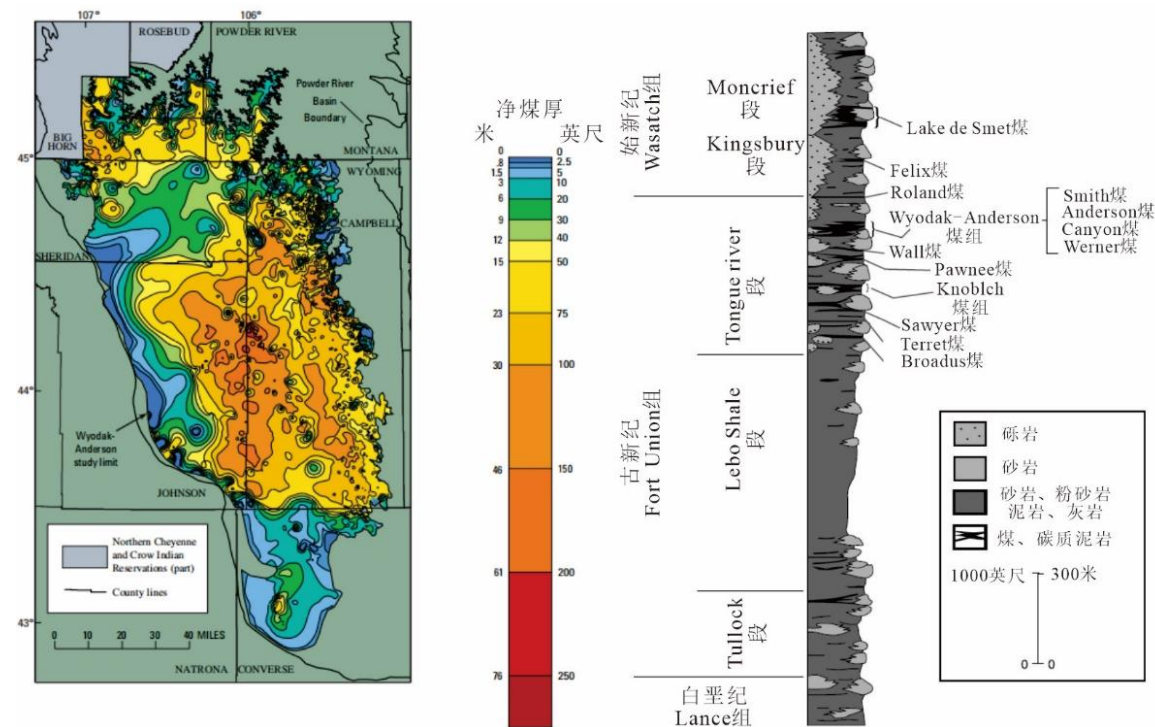
裸眼洞穴完井法示意图

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆ 国外技术模式

■ 3.粉河盆地褐煤裸眼完井+清水解堵模式

- 粉河盆地Fort Union组煤层以褐煤为主，镜质组反射率低于0.4%，甲烷以生物成因为主。Fort Union组煤层含气量相对较低，一般在0.7-2.3m³/t。其中，Tongue River煤层段煤层总厚度较大，一般高于30m，部分地区煤层总厚度可达90m以上，单层厚度可达18m以上，抵消了低含气量对煤层气开发的不利影响。Fort Union组煤层煤体结构完整、裂缝较为发育，煤层原始渗透率较高，一般在10mD至数个D之间。该组地层的煤层及其中部砂岩均为含水层，水力压裂容易沟通砂岩含水层致煤层气产水量过高、储层难以得到有效降压，煤层气产出效率低，因此，采用裸眼完井+清水解堵模式。



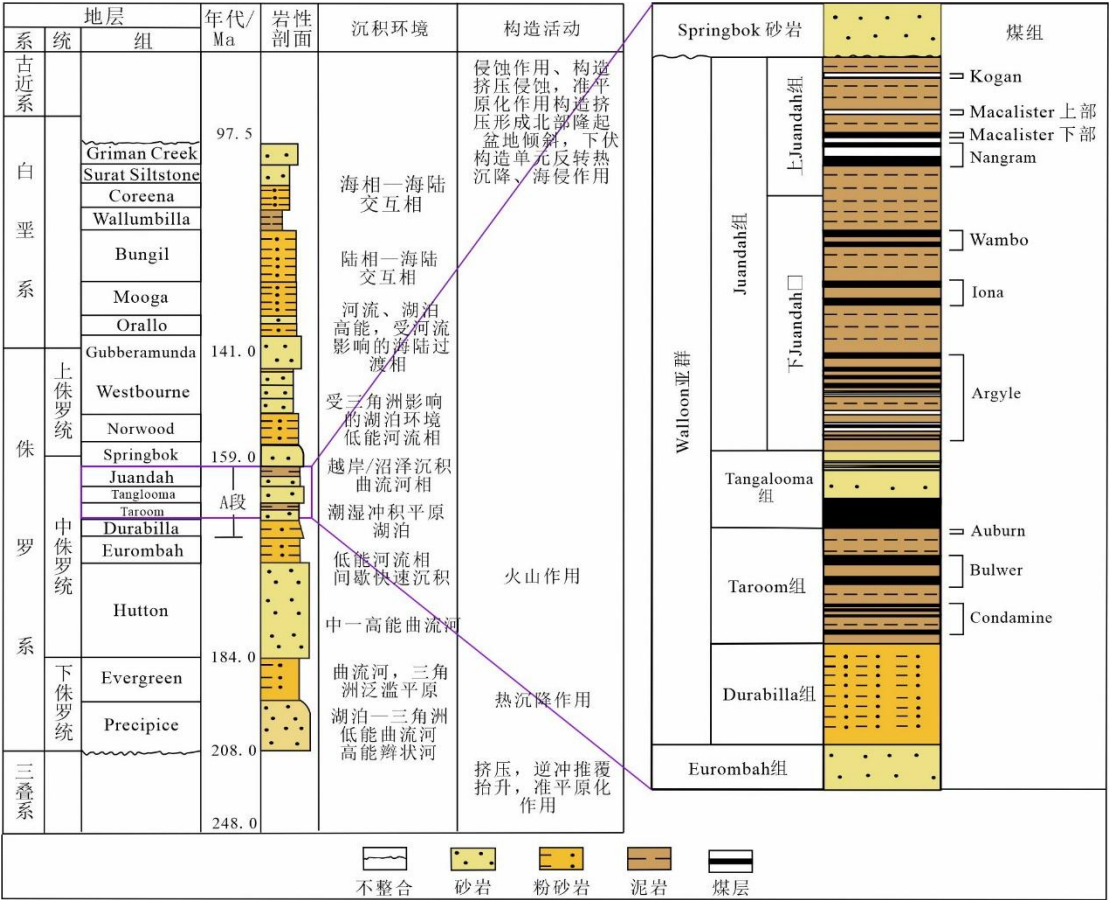
美国粉河盆地煤层厚度平面图与地层剖面

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆ 国外技术模式

■ 4.澳大利亚苏拉特盆地煤系全筛管完井开发模式

- 苏拉特盆地中侏罗统Walloon亚群镜质组反射率一般为0.3%-0.6%，为低阶煤储层，厚度一般在300-450m，含煤100余层，平均约40余层，煤层总厚度一般20-40m，单层厚度较薄，其中厚度<0.3m的煤层数量占总煤层数量的90%以上。煤层含气量低、一般为4-7m³/t，单煤层厚度薄，单一煤层的煤层气开发难以满足要求，故该区煤层气井多采用直井裸眼PVC筛管完井方式对Walloon亚群大段煤系进行煤系气联合开发，煤层气井单井平均产气量达15000 m³/d以上，是波文盆地水平井煤层气开发产量的两倍，显示出明显的技术优势。

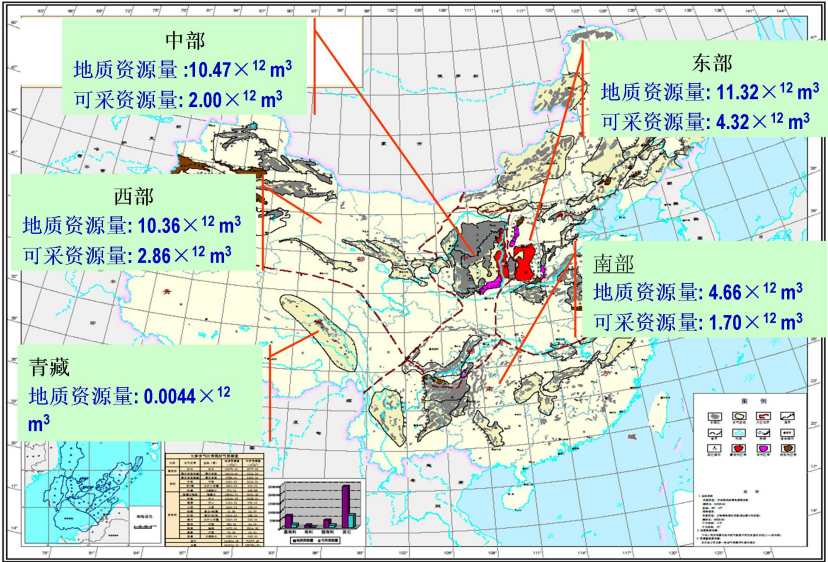


澳大利亚苏拉特盆地煤系剖面

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内开发现状

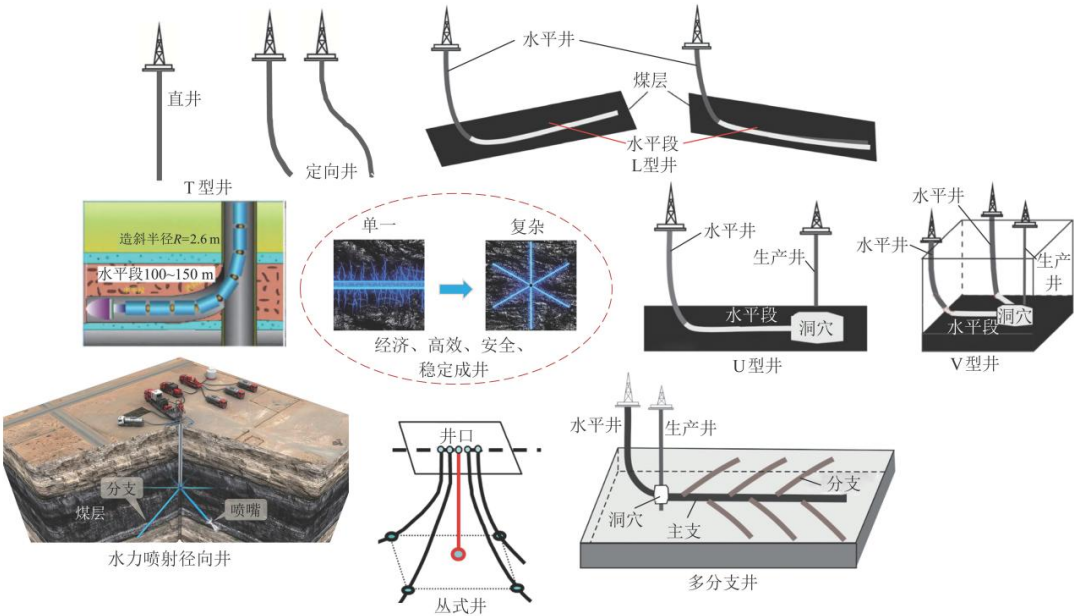
- 我国煤层气可采资源量在煤阶上大致低、中、高煤阶各占1/3。低煤阶可采资源量4.59万亿m³，占比36.7%；中煤阶可采资源量4.35万亿m³，占比34.8%；高煤阶可采资源量3.56万亿m³，占比28.5%。
与美加澳等国相比，我国煤层气资源既有资源量多、厚度大、含气量高、埋藏深度适中等有利特征，又有地质形成时代老、地层压力低、构造复杂和渗透性差等不利特征。
- 截止2022年底全国煤层气探明地质储量8169亿方，集中在沁水、鄂尔多斯两大盆地；自2020年深煤层、薄煤层勘探突破助力煤层气储量快速增长，进入新台阶。



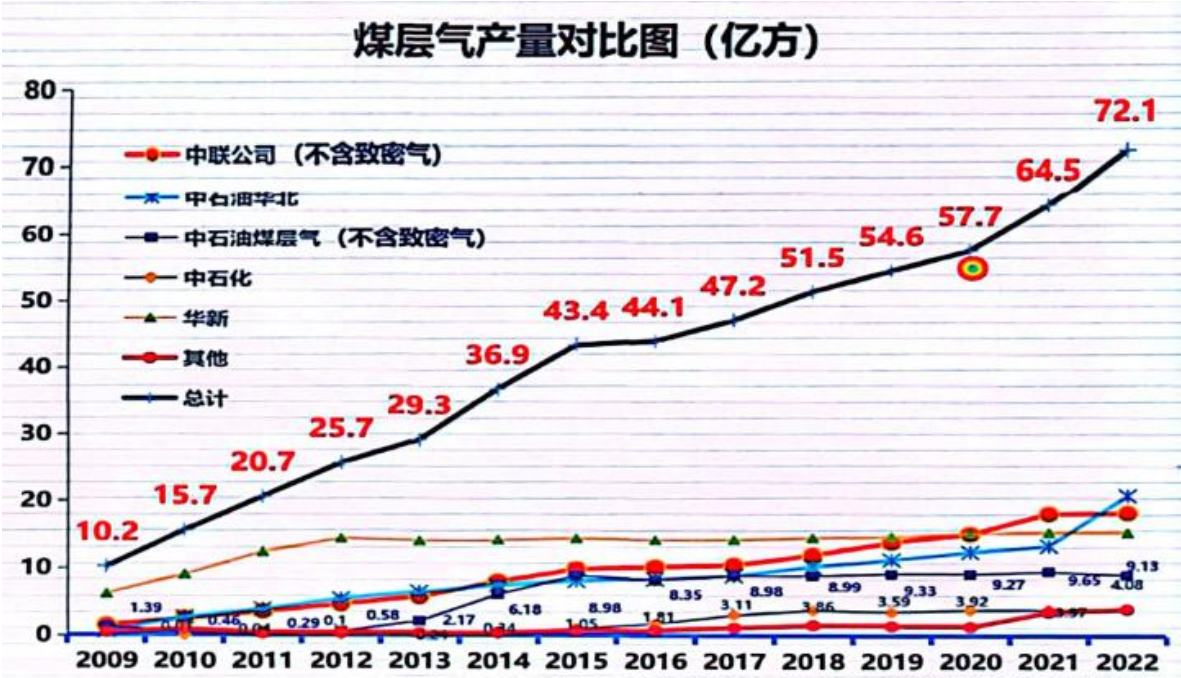
2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内开发现状

- 截至2020年底，全国煤层气累计钻井2万余口，沁水盆地、鄂尔多斯盆地等部分地区通过采用不同开发工艺先后实现了煤层气商业化开发，2022年全国煤成气产量（煤层气区块）突破110亿立方米，煤层气产量突破70亿立方米，产量稳步上升。



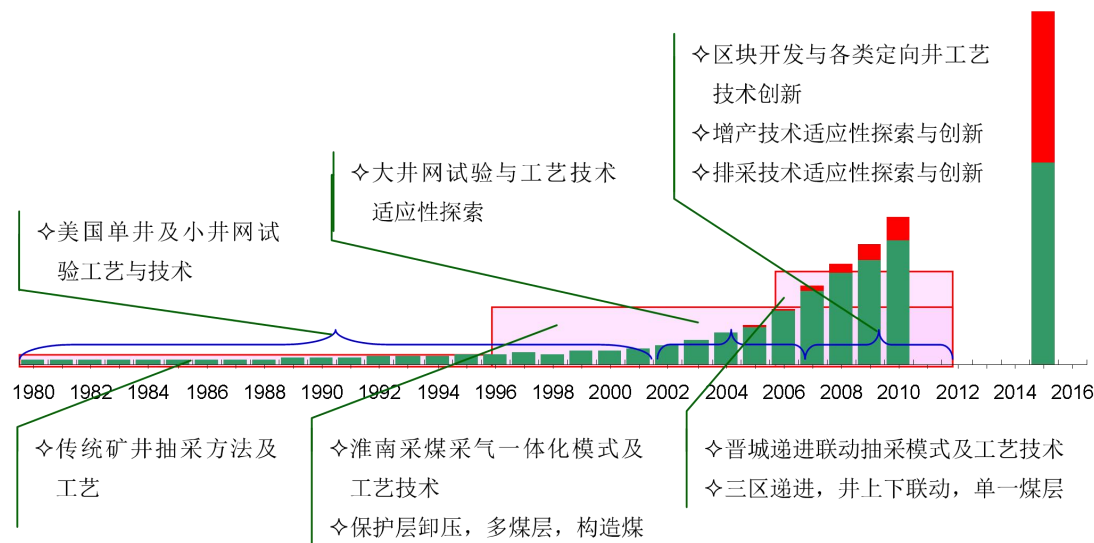
煤层气各类钻井井型示意



2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内开发现状

- 煤矿井下抽采量保持相对稳定，年抽采量120亿立方米以上；
- 地面开发产量(煤成气)逐年攀升，预计2024年首次超过煤矿井下抽采量。

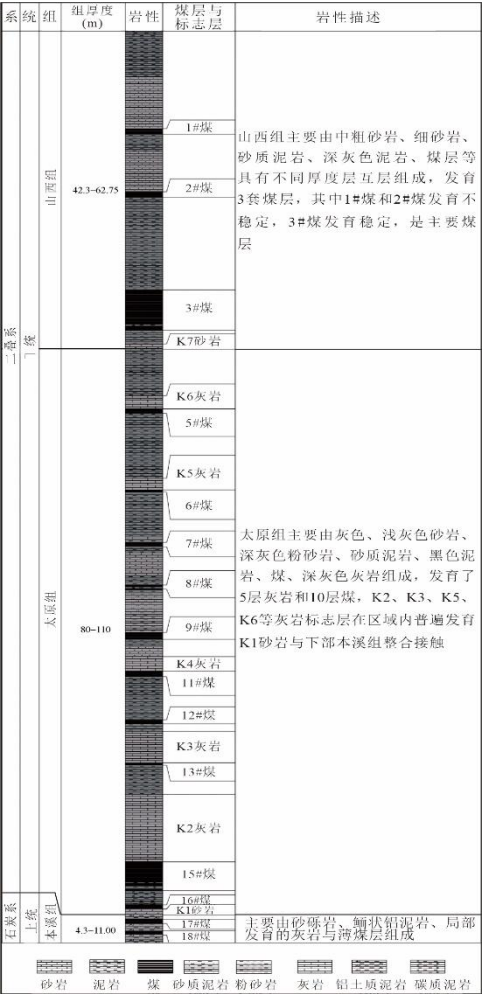


2.煤层气国内外开发现状与技术模式

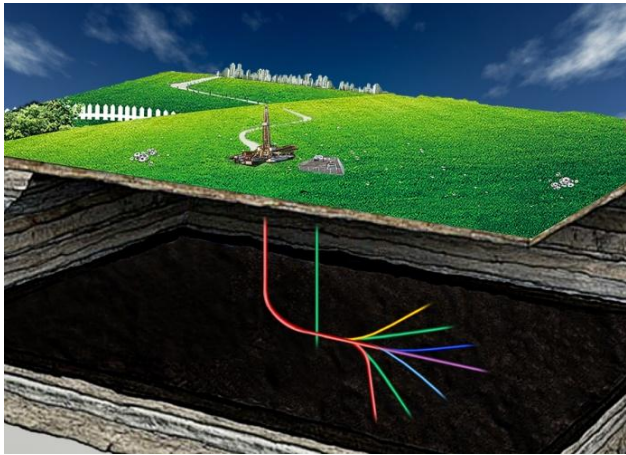
◆国内技术模式

■1.沁水盆地潘庄区块多分支水平井模式

- 潘庄区块3号煤层稳定发育，厚度一般在5.04-7.16 m，平均6.1m，具有低埋深（150-650m）、低地应力、高煤厚、高含气量（8.48-23.92m³/t）与煤层气资源丰度、煤体结构完整、高原始渗透率（平均9.2mD）特征，具有煤层气商业化开发的有利条件。区内于2006-2007年在3号煤层实施6口多分支水平井，即在水平井主井眼钻至煤层后向不同方向辐射出多分支水平井井眼，单井平均日产气量达20000-50000m³/d，最高日产气量达到105000m³/d，创造了我国单井煤层气产量最高记录。适宜的煤层气地质条件也是技术成功应用的关键。



潘庄区块煤系剖面



多分支水平井煤层气开发

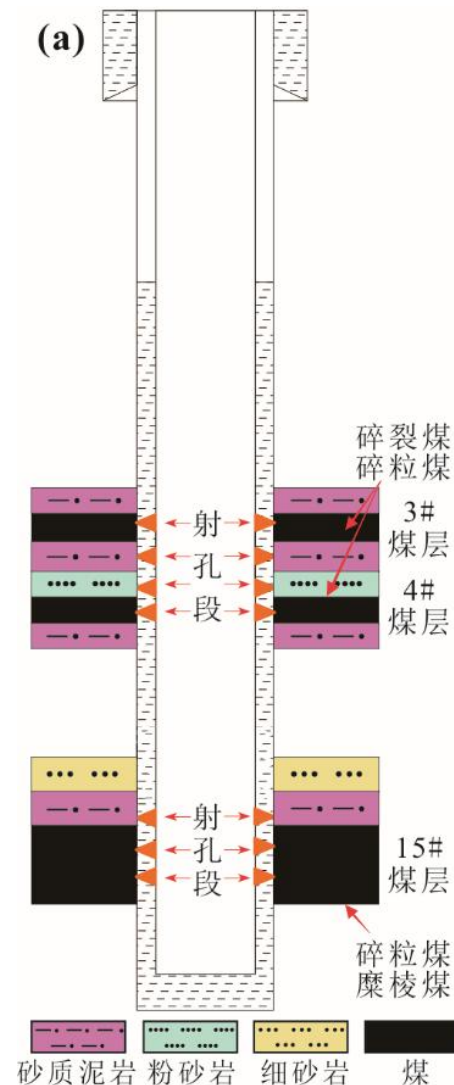


2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■2.沁水盆地左权区块煤系三气一体化开发模式

- 左权区块3号、4号、15号煤层含气量分别为 $9.5\text{--}19.2\text{m}^3/\text{t}$ （平均 $13.2\text{m}^3/\text{t}$ ）、 $7.0\text{--}17.5\text{m}^3/\text{t}$ （平均 $12.6\text{m}^3/\text{t}$ ）和 $7.8\text{--}22.6\text{m}^3/\text{t}$ （平均 $11.8\text{m}^3/\text{t}$ ），3号、4号煤层附近泥页岩与砂岩含气量分别为 $0.34\text{--}2.96\text{m}^3/\text{t}$ 和 $0.68\text{--}2.27\text{m}^3/\text{t}$ 。
- 受构造作用影响，**区内构造煤较为发育**，其中3号、4号煤层以碎裂煤和碎粒煤为主，而15号煤层则以碎粒煤和糜棱煤为主，考虑到左权区块内主力煤储层中软煤较为发育，煤层可改造性弱或不具备可改造性，且煤层顶底板岩层中具有一定的含气量与开发价值，对该区块内一个四口垂直井的井组实施了**煤系三气储层一体化改造**并进行煤系气开发，对象包括3号、4号煤层及其中部岩层，以及15号煤层及其顶部2 m范围的岩层。
- 四口井产气量为 $1030.5\text{--}1574.4\text{m}^3/\text{d}$ ，平均 $1376.82\text{m}^3/\text{d}$ ，且各井还剩余 $0.5\text{--}1\text{MPa}$ 的井底流压，实现了商业化开发。



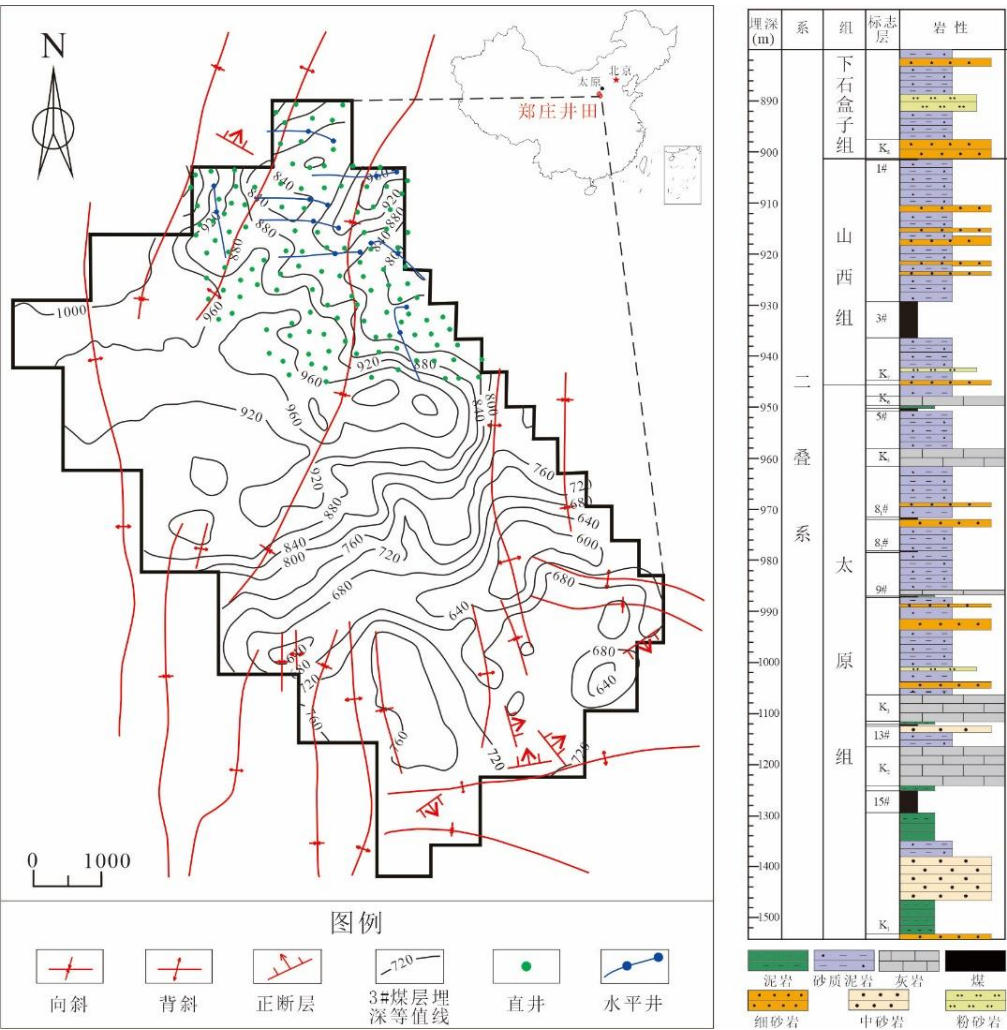
左权区块煤层气井储层改造层段

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■3.郑庄井田子母井增产模式

- 郑庄井田3号煤层埋深介于255.5~1336.9m，厚度一般为2.15-8.6m，平均5.56m，煤体结构则以原生结构为主，部分地区碎裂煤发育。煤层含气量较高，一般为14.35-25.65m³/t，平均20.34m³/t，煤储层压力一般在3.49-11.32MPa，平均7.12MPa，多为欠压储层，煤层原始渗透率为0.01-0.91mD，平均0.16mD，向斜轴部与断层附近煤层渗透率相对较大，且与地应力密切相关，表现为随地应力增大储层渗透率降低。



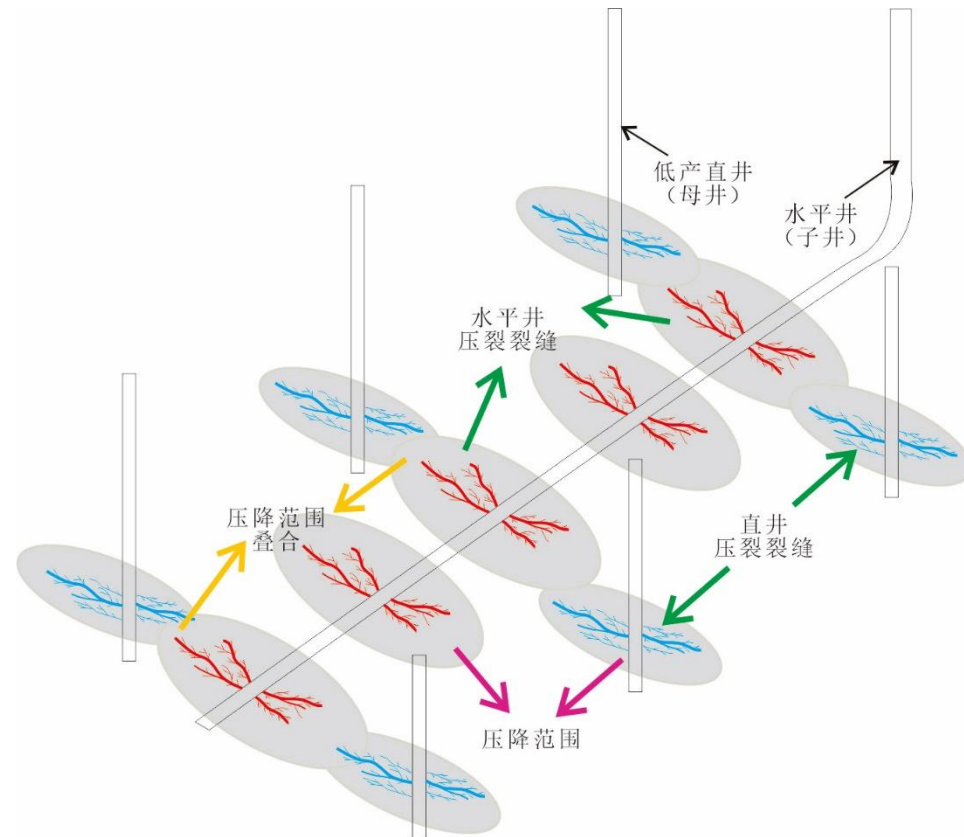
郑庄井田含煤岩系柱状图

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■3.郑庄井田子母井增产模式

- 郑庄井田至今已施工煤层气直井、定向井近500口，其中产气量小于 $500\text{m}^3/\text{d}$ 的井300口左右，产气量大于 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 的井仅11口，低产问题严重。分析认为，郑庄井田**地应力条件是影响煤层气井产量的关键因素**。郑庄井田采用了子母井增产技术实现对低产井区的整体提产，即将水平井（子井）布置于低产直井（母井）之间，通过实施大规模缝网改造，使水平井压裂裂缝延伸并沟通直井的压裂裂缝，由此形成大面积的裂缝网络。实施的8口井均取得了良好的产气效果，日均产气量 $5104\text{--}10254\text{m}^3/\text{d}$ ，平均 $7494\text{m}^3/\text{d}$ ，实现了高产。



子母井增产技术示意图

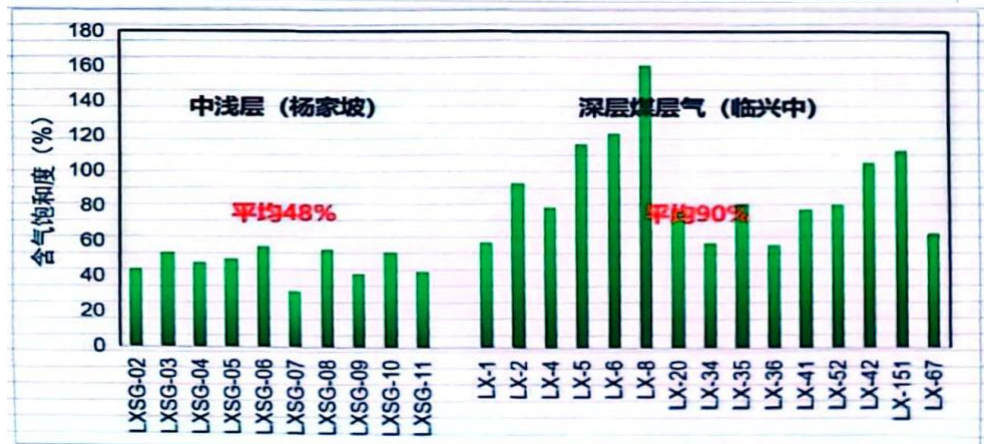
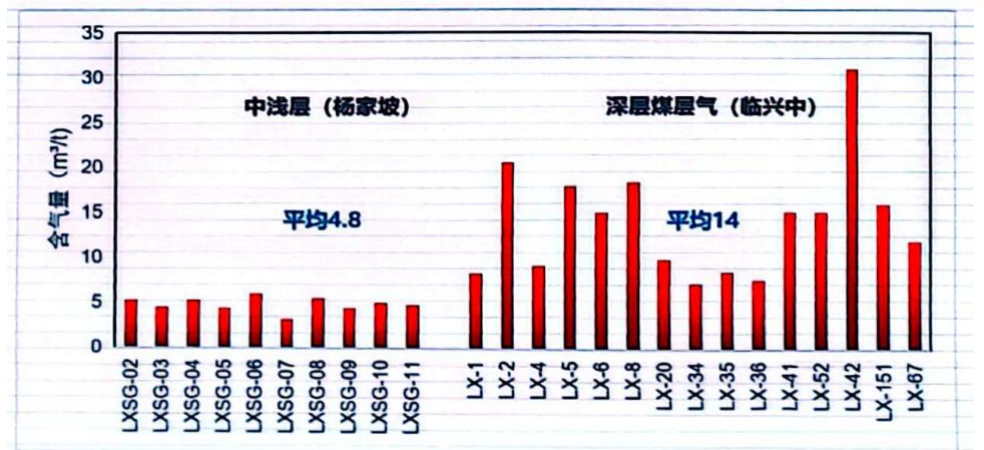
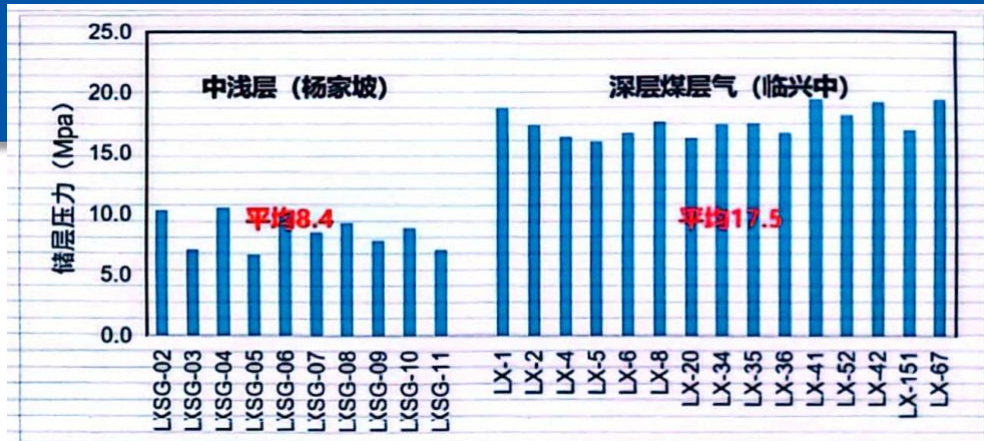
2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■4.深部煤层气鄂尔多斯大规模极限压裂模式

■ 深层煤层气资源特点(相对于中浅层)

- 高应力、高地层温度、高储层压力
- 水动力条件弱，为滞流水环境
- 煤储层物性差，总体致密、特低渗
- 原生煤发育，煤层厚度大，相对连续稳定
- 具有“高含气、高饱和、高游离”特征
- 具有“见气时间短、上产速度快”的排采特征特征



2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■4.深部煤层气鄂尔多斯大规模极限压裂模式

国内深层煤层气勘探历程

试验阶段

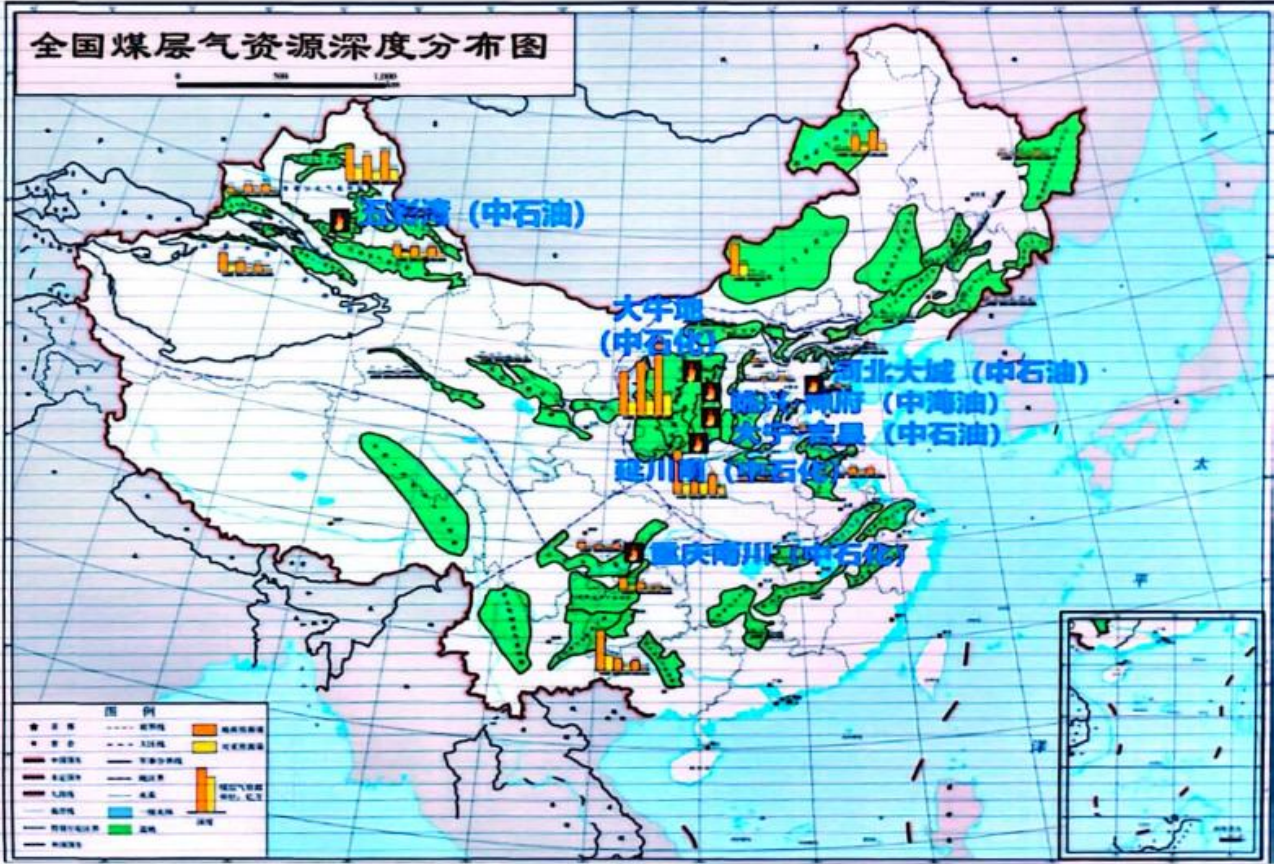
- 2019年前:
- ①准噶尔盆地彩南
 - ②延川南煤层气
 - ③河北大城区块
 - ④中石油、中联公司“三气”共采试验

突破阶段

- 2019-2022年:
- ①大宁-吉县
 - ②临兴-神府
 - ③延川南深部
 - ④五彩湾深部

开发试验阶段

- 2023年—:
- ①中石油示范区
 - ②中联公司两个试验区
 - ③大牛地深层试验
 - ④中石化南川试验
 - ⑤长庆油田试验
 - ⑥延长油田试验



2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆ 国内技术模式

(1) 地质工程甜点评价技术

■ 资源丰度和构造稳定性是可采性基础

(构造影响含气性、煤体结构、压裂裂缝展布)

■ 含气饱和度决定煤层气储层能量

(能不能突破阻力、解吸产出)

■ 可压性和地应力决定煤层气泄压范围

(能不能持续解吸产出)

评价类别	评价参数	评价指标			获取方法
		好	中	差	
资源条件	资源丰度 (10 ⁸ m ³ /km ²)	≥1.2	0.8~1.2		测井分析及实验测试
构造条件	构造单元	宽缓斜坡	断褶带		断裂带
	构造形态	单斜构造或宽缓褶皱， 地层倾角<3°	开阔褶皱为主，地层倾角 3°~7°	闭合-紧闭褶皱为主，地层倾角>7°；或负构造圈闭	地震解释
开发条件	可压性	煤体结构	原生-碎裂	碎裂-碎粒	碎粒-糜棱
		裂缝裂隙	裂缝密度≥6（条/厘米）， 不穿层	裂缝密度4~6（条/厘米）， 不穿层	裂缝密度≤4（条/厘米）， 或存在穿层裂缝
		三向应力差	最大水平主应力最大， 且与垂向应力差≥15MPa	最大水平主应力最大， 且与垂向应力差<15MPa	垂向应力最大，且与最大水平主应力差≥15MPa
	流体可动性	孔径及孔隙连通性	大中孔占比≥50%，I类孔（两端开口圆筒形孔及四边开放的平行板状孔）占比≥50%	大中孔占比50%~30%，II类孔（一端封闭的圆筒形孔、平行板状孔、楔形孔和锥形孔）占比≥50%	大中孔占比≤30%，III类孔（细颈瓶形孔）占比≥50%
		含气饱和度	≥80	40~80	≤40

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆ 国内技术模式

(2) 压裂工艺技术体系

- 形成压裂工艺体系：“密切割+大排量+组合支撑剂+前置酸+变粘滑溜水”极限体积压裂技术

提升排量：从6-8方/分钟提高到15-20方/分钟

提高排量实现裂缝净压力提高，开启更多微裂缝，从而提高复杂度

提高加砂量：从40-60方/层提高到200-500方/层

提高加砂量实现有效填充，保证裂缝导流能力

变粘滑溜水体系：压裂液粘度实现1-30mPa.s自由切换

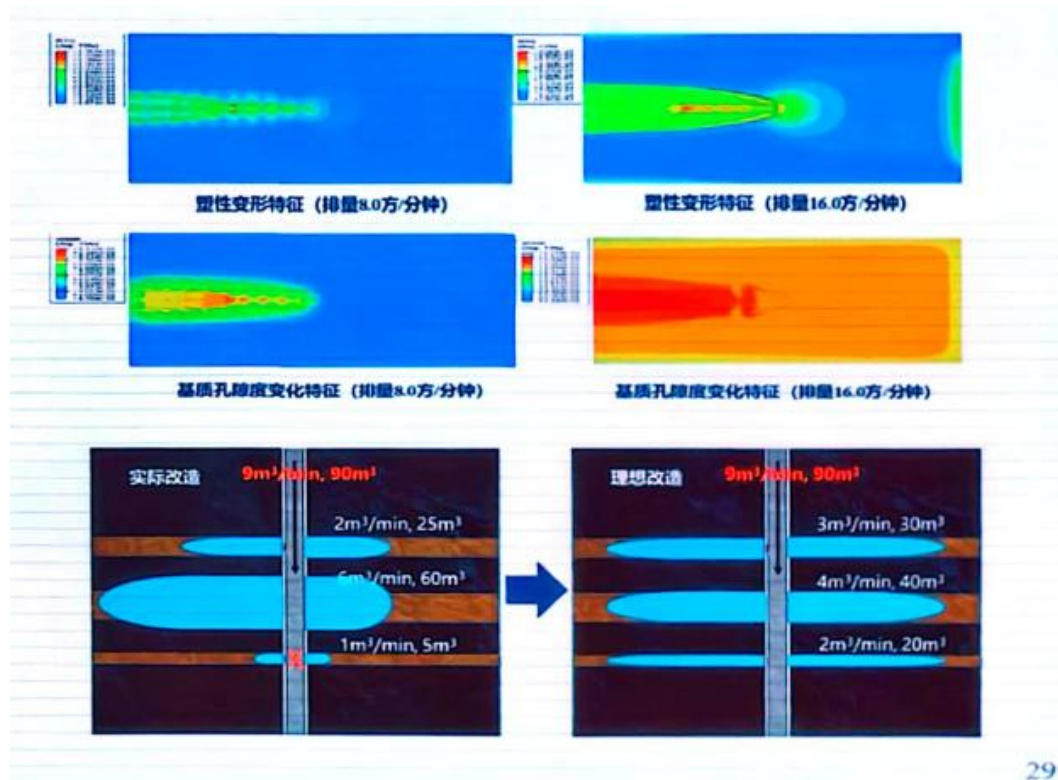
高低粘压裂液切换实现控近扩远，提高改造半径同时提高缝网体积

暂堵转向工艺：暂堵球+暂堵绳结

保障直定井多煤层合压充分改造，水平井多簇射孔形成多条有效裂缝

多粒径组合：100目+40/70目+30/50目组合支撑

实现微小裂缝、次生裂缝和主裂缝的组合支撑，最大化有效改造体积



2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

(3) 排采工艺技术

——针对是否含游离气情况，差异化形成2大类排采制度及排采工艺

- 逐步扩大泄压范围：通过排水控制井底流压

■ 2阶段排采工艺：电潜泵+有杆泵抽采
- 逐步扩大泄压范围：通过排水控制流压和调整油嘴控制套压

■ 2阶段排采工艺：速度管放喷+有杆泵抽采

欠饱和井	阶段	平衡产水	快速解吸	稳产调控
	制度原则	逐步提频降液	调节油嘴，缓放套压，控制提产速度，促使储层充分泄压	逐步放缓压降幅度，确定稳产水平
	要点	控制流压降幅不超过300Kpa/d	控制流压降幅不超过200Kpa/d，上产速度不超过300m3/d	放缓压降幅度，观察产气情况

高饱和井	阶段	游离气	快速解吸	稳产调控	稳产
	制度原则	合理控制放压速度，避免窜气与大幅波动	调节油嘴，缓放套压，控制提产速度，促使储层充分泄压	逐步放缓压降幅度，确定稳产水平	跟踪调节，维持稳产
	要点	控制套压不超过流压的1/3；缓放套压	控制流压降幅不超过200Kpa/d，上产速度不超过300m3/d	放缓压降幅度，观察产气情况，以较小压降幅度排采一周，气量稳定为稳产期标志	

2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

(3) 排采工艺技术

■ 针对同时产气量大、产水量大、气锁现象严重：优化形成“延长中心管防气、半圆插接式防脱抽油杆”防气锁工艺技术

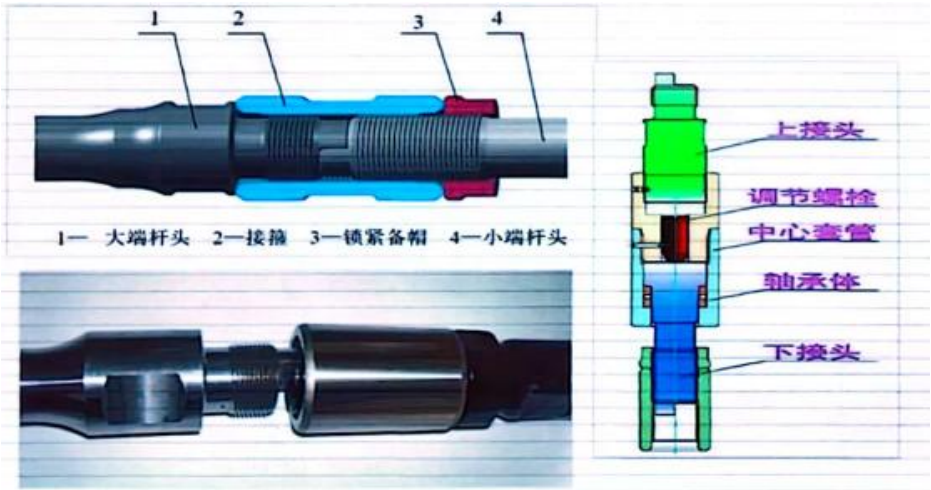
直/斜井	抽油机运行过程中，以不碰泵为前提减小防冲距
	将长柱塞泵改为常规抽油泵
	增加气液分离时间，延长中心管：由10m增长至15m

水平井	气锚	提高脱气效率，减少进泵气体量
	柔性柱塞防气泵	对柱塞强制启闭，降低气锁概率，减缓柱塞压缩气体
	半圆插接式防脱抽油杆+防脱器	防止杆柱脱扣

半圆插接式防脱抽油杆：

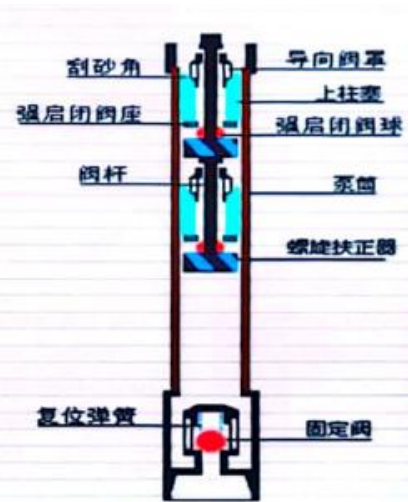
杆头是半圆插接结构，两个半圆合成一个正圆，用接箍锁紧，连成一体后相互不能转动。

防脱器：将下端传递的卸扣扣扭矩自动消除，可有效地防止脱扣现象的发生



柔性柱塞防气泵：

多段浮动短柱塞、机械式强启闭结构，柱塞的阀和抽油杆连成一体，上下行程中阀的开启和关闭由抽油杆控制，适用于稠油井、高含气井、水平井等，目前广泛用于水平井

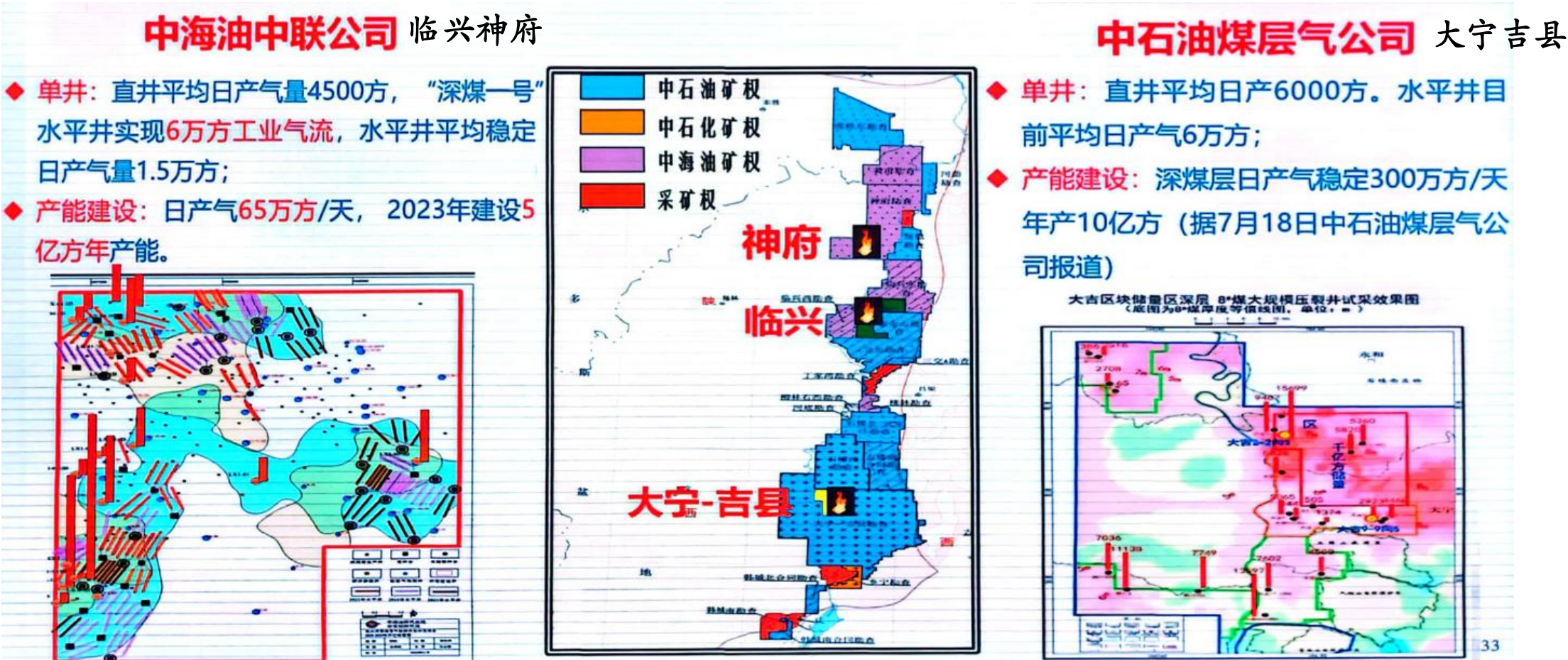


2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

■4.深部煤层气鄂尔多斯大规模极限体积压裂模式

深部取得突破性进展

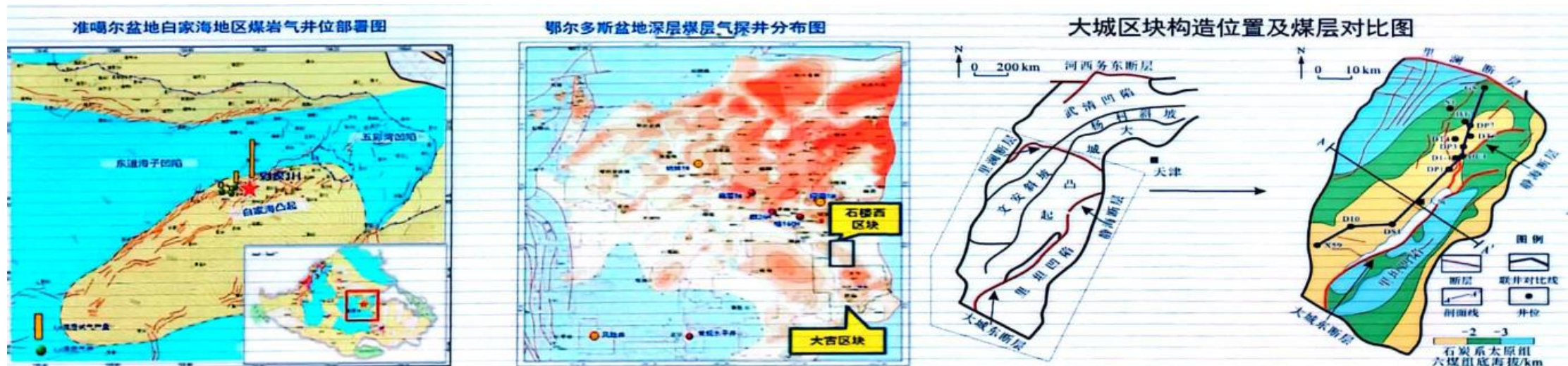


2.煤层气国内外开发现状与技术模式

◆国内技术模式

积极推进其他大型成煤盆地甩开预探深层煤层气有利目标

- (1) 鄂尔多斯盆地东缘**石楼西区**部署深层煤层气井10口，已实施1口，初期日产6.8万方，目前日产5万方；
- (2) 准噶尔盆地**白家海区块五彩湾区**1口深层煤层气水平井：彩探1H井（水平井+体积压裂），测试最高日产气量为**5.7万方**，稳定日产气量为**2.2万方**；
- (3) 渤海湾盆地华北油田**大城区块**：大平7水平井最高日产气量**1.2万方**，稳定**0.75万方**。

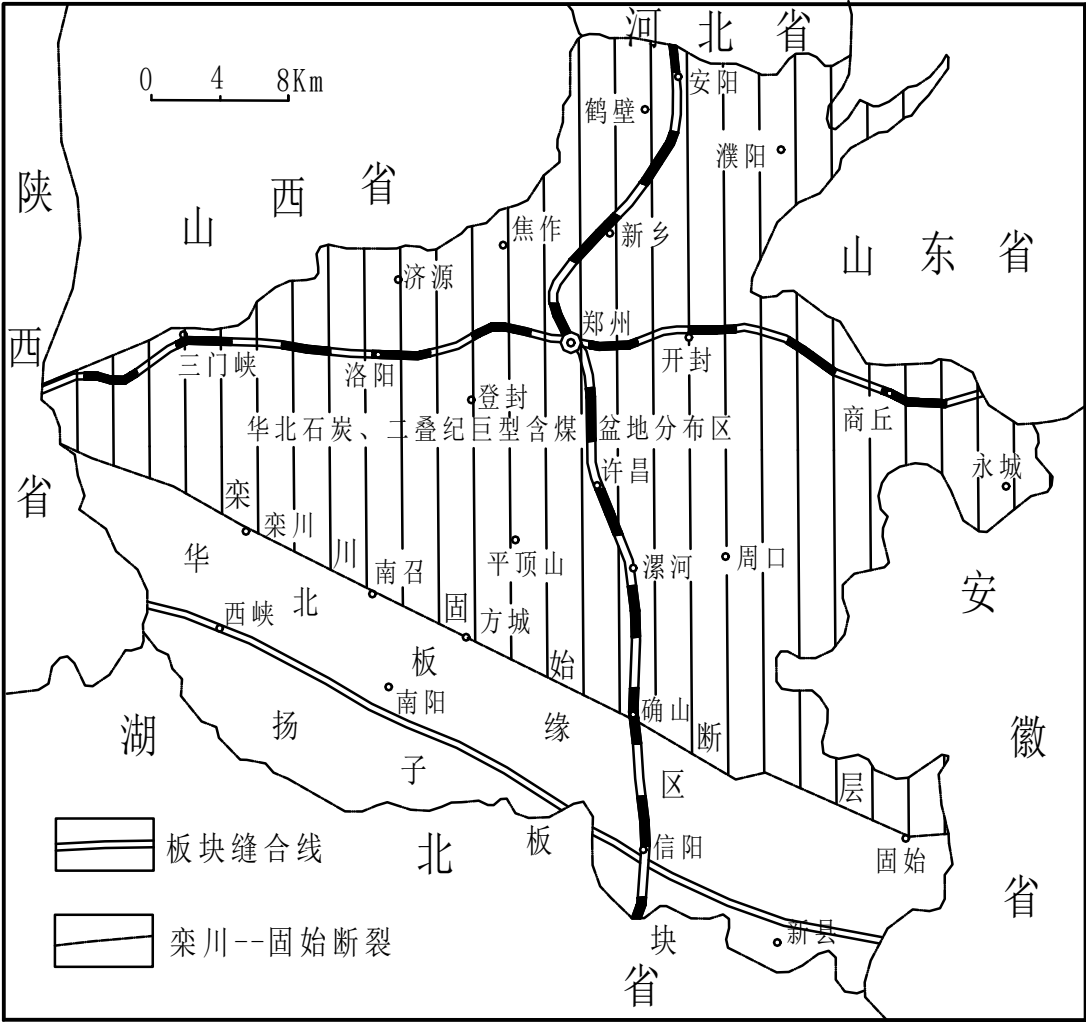


图件及数据来源于温声明的报告

3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 河南省煤层气赋存特征

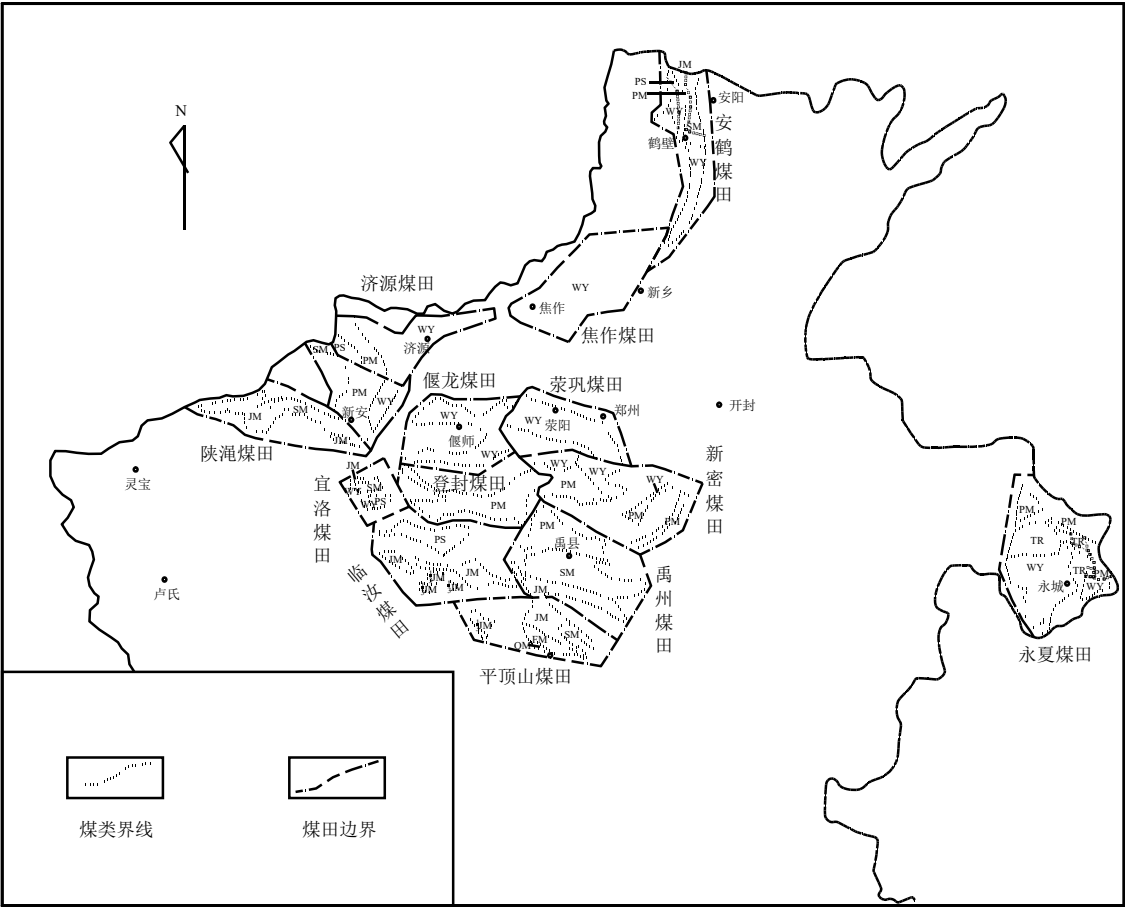
- 河南省煤层含气层位主要集中在区域主采煤层（豫西地区为二₁煤，豫东地区地区为二₂煤和三₂煤）。其分布范围主要集中在郑州、洛阳、安阳、鹤壁、新乡、三门峡、商丘、许昌、驻马店、平顶山、焦作、济源等十二个市的已开发煤田和未开发的豫北濮阳—台前含煤区和豫东通许—柘城含煤区等。
- 河南省煤炭资源总的特点是“北多南少，西多东少”，大部分煤炭资源分布于豫西和豫北地区，保有资源储量占全省的88%。
- 石炭、二叠系为区内主要的含煤地层，煤炭资源储量占全省已发现资源储量的96%。



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 河南省煤层气赋存特征

- 豫北含煤区主要包含了黄河以北的各煤田和预测区，北部为安鹤煤田、西部为焦作煤田、济源煤田以及东部平原覆盖区的濮阳—台前预测区。
- 豫中含煤区为我省最大的聚煤区，主要分为两个部分，西部含煤区北部和东部基本以黄河和京广线为界，西、南为煤田的自然分布边界，其中涵盖了陕塍煤田、荥巩煤田、偃龙煤田、登封煤田、新密煤田、临汝煤田、平顶山煤田、禹州煤田以及豫东平原覆盖区内的通许—柘城预测区。



河南省主要煤田分布

3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 河南省煤层气赋存特征

- 在全省15个煤田中获得的923个煤层气合格检测样品。
- 按照煤层气评价标准校正后显示，煤层气广泛分布在已查明各煤田的主采煤层中。在勘查控制的埋深2000m以浅范围内，煤层气含量具有明显的区域性差异。在现有已建矿区范围内，平均埋深400-800米的各煤田的煤层气含量平均在0.67-15.09 m³/t，钻孔检测煤层气最大含量可达43.25 m³/t。其中安鹤、焦作煤田二₁煤层含气量最高，平均达到15.09 m³/t以上；陕渃（义马）煤田的中生代主采煤层含气量最低，平均只有0.67 m³/t。

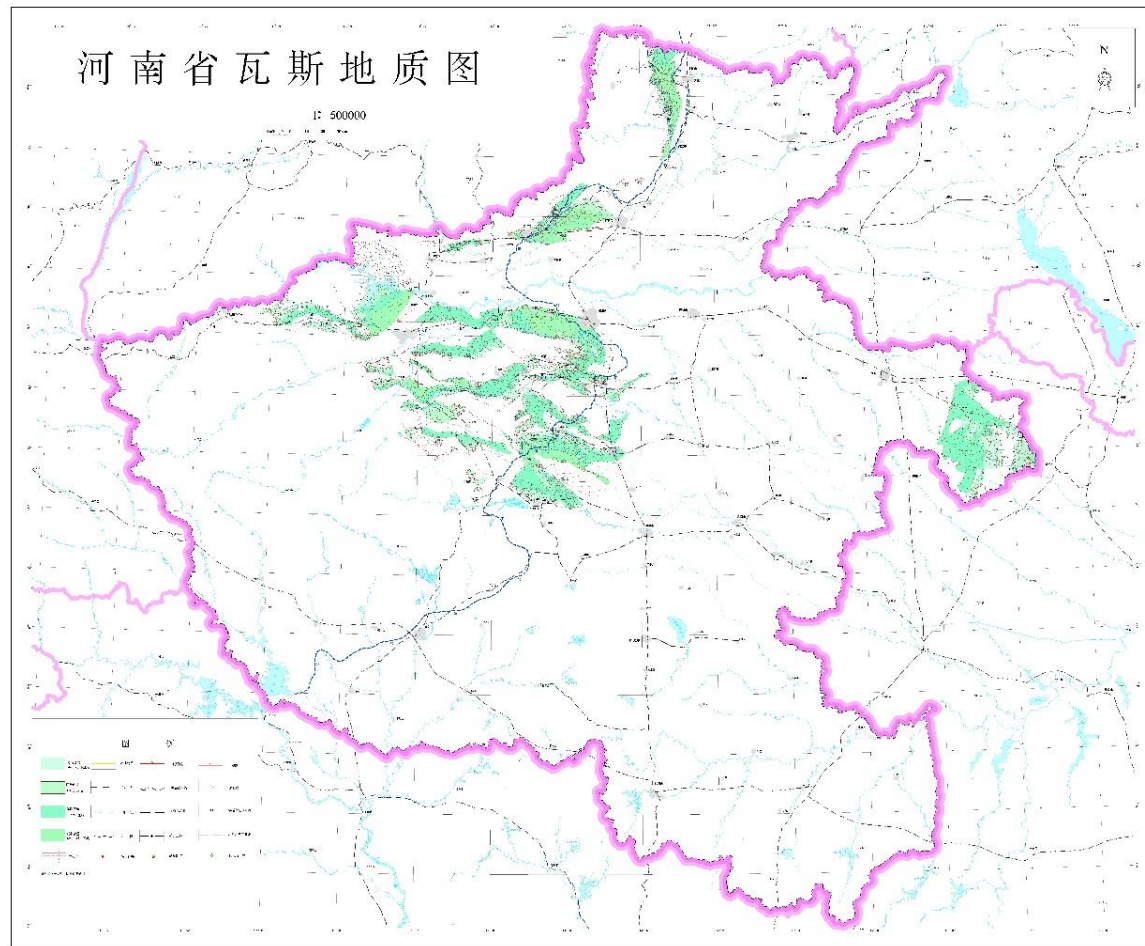
煤层甲烷资源量（2000m以浅）

煤田名称	煤层甲烷资源量 (×10 ⁸ m ³)	评价	煤田名称	煤层甲烷资源量 (×10 ⁸ m ³)	评价
永夏煤田	214.24	中型	宜洛煤田	77.57	中型
通许找煤区	1953.14	大型	陕渃煤田	86.85	中型
安鹤煤田	947.38	大型	新密煤田	674.83	大型
焦作煤田	2338.9	大型	登封煤田	728.27	大型
新安煤田	745.82	大型	禹州煤田	967	大型
荥巩煤田	770.11	大型	临汝煤田	102.92	中型
偃龙井田	512.31	大型	平顶山煤田	381.85	大型

3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 河南省煤层气赋存特征

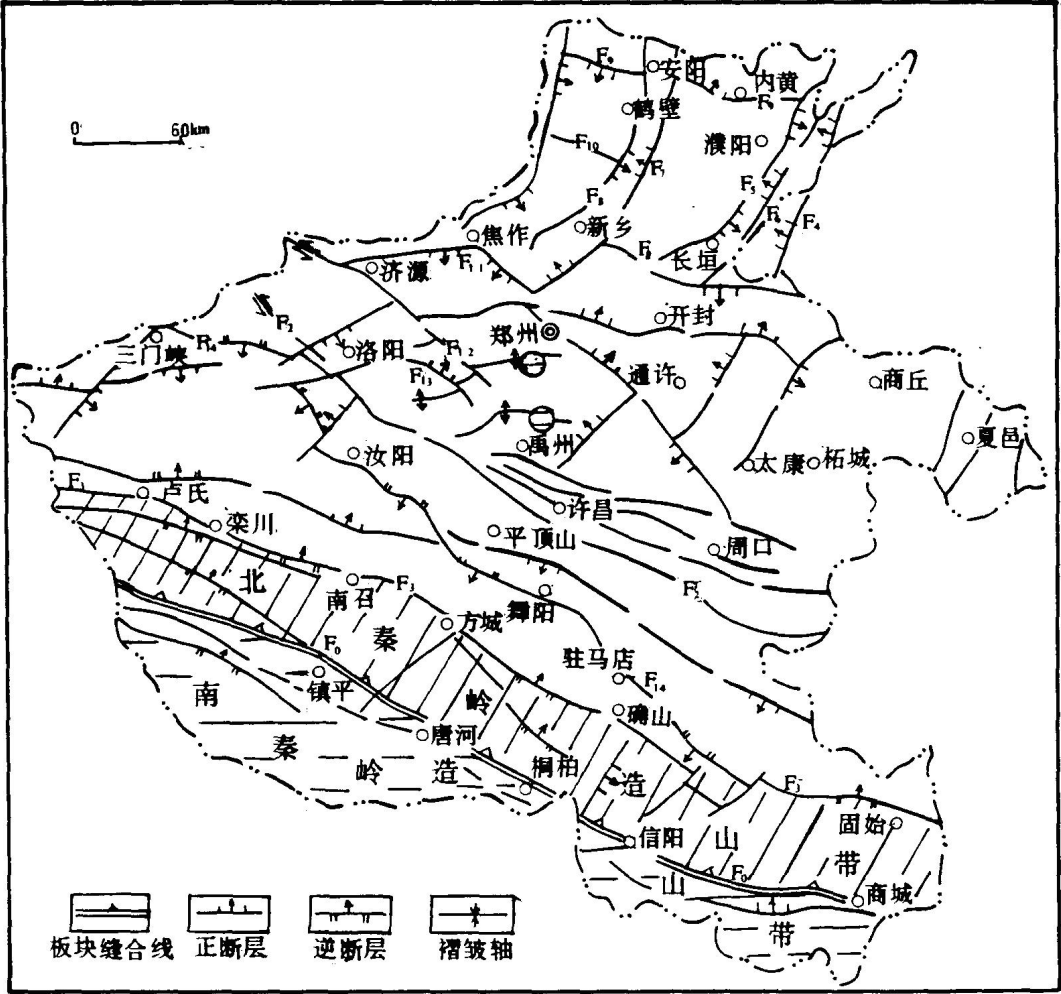
- 煤层气赋存与地质因素密切相关。主要地质因素有地质构造、煤的变质程度、煤层埋藏深度及上覆有效地层厚度、煤层厚度及其变化、围岩类型及破碎程度、地下水活动、地温等，其中构造因素不仅影响着其他地质因素的变化，同时又是最为直接的重要控气因素。
- 地质构造如开放性断层和封闭性断层，背斜和向斜，节理等



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆河南省煤层气赋存特征

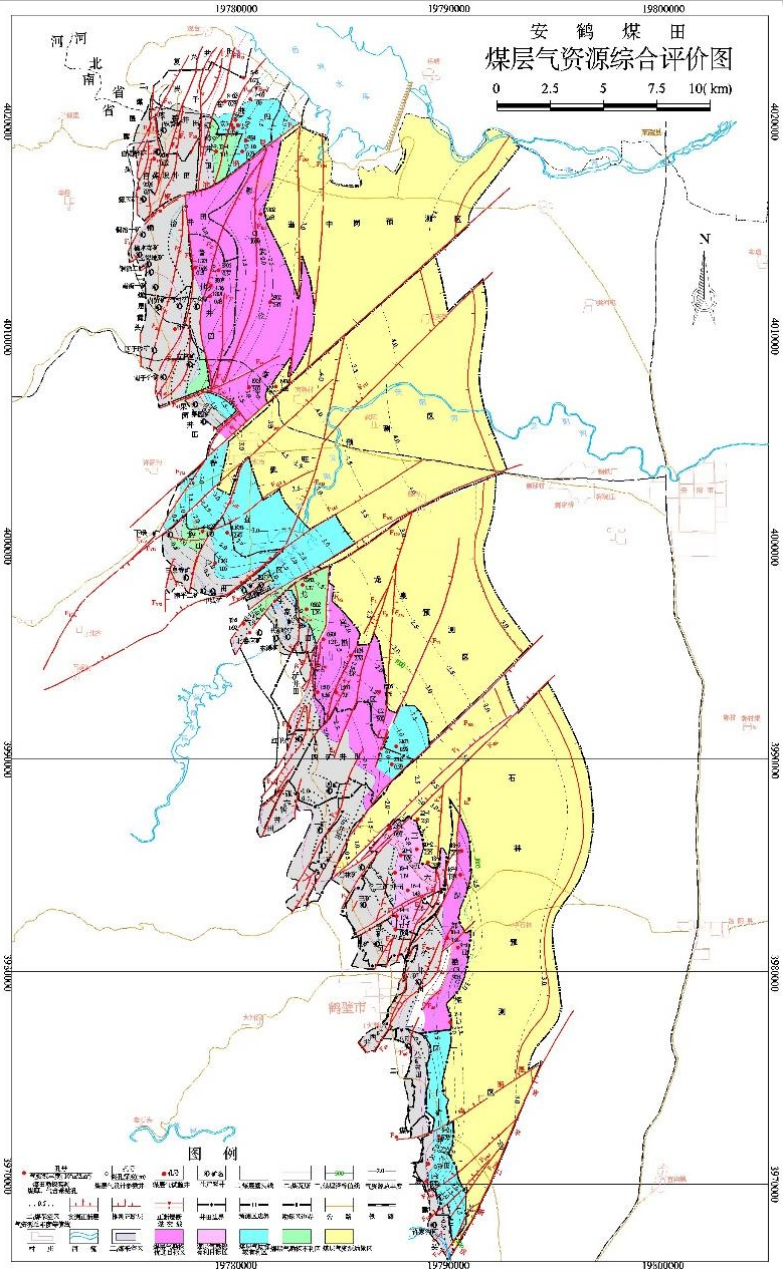
- 河南省地质构造上跨越华北板块、北秦岭造山带和南秦岭造山带三个一级构造单元。其大地构造有两部分组成，即板内构造域与板缘构造域。板内构造域是指华北板块南缘，南部紧邻秦岭—大别山板缘带，东部接近郯庐断裂带；板缘构造是指北秦岭造山带东北缘和东秦岭造山带北缘部分。因此，区域构造格局受这两大构造背景的制约和影响。
- 河南省煤田构造格局具有南北分带、东西分区的基本特征，以京广线为界可分为东部覆盖区、西部暴露和半暴露区；南北方向可以概括为“四区”（太行区、高箕区-豫东区、崤熊区、秦大构造区）。



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆太行构造区

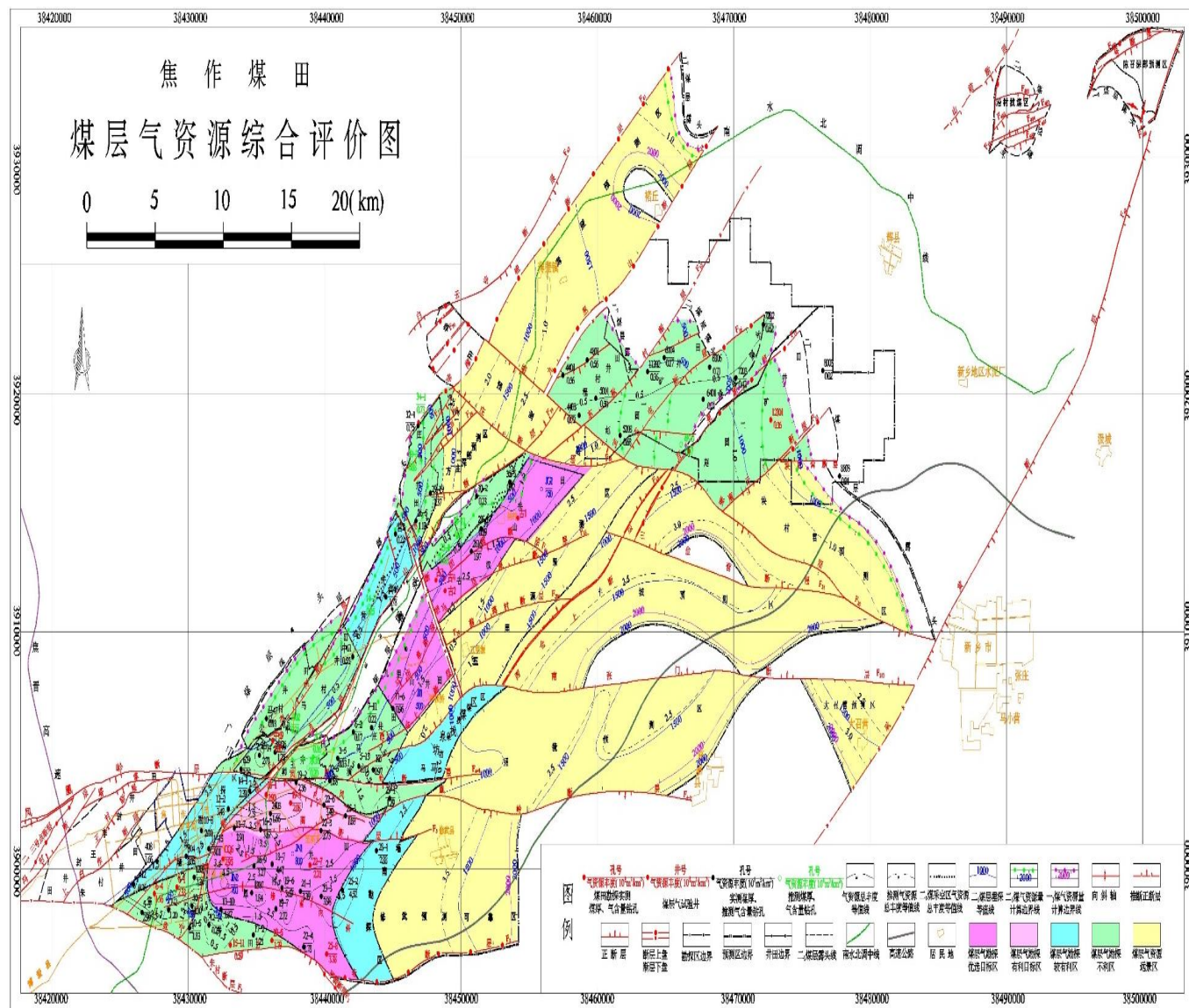
- 安鹤煤田：位于太行山断隆东侧，为地层走向近南北，倾向东，倾角一般 15° 的单斜构造，区内NE、NNE向的高角度正断层对煤田起控制作用，由于区内断层性质多为张性正断层，为煤层气的逸散提供了条件。煤田北部为煤层气含量相对较低，一般在 $10\text{ m}^3/\text{t}$ 以下。许家沟断层以南为煤层气含量较高，一般都在 $8\text{ m}^3/\text{t}$ 以上，且等值线稠密，煤层气变化梯度较大。龙山井田及龙宫勘探区，煤层气含量一般在 $10\text{ m}^3/\text{t}$ 以上，煤层气含量等值线呈环带状分布，形成两个高异常区。
- 煤层气含量总体呈现由西向东沿煤层倾向，随煤层埋深增加而增高。煤田中褶皱呈现出箱状或圆弧状褶皱的特点，对褶皱核部煤层气的保存较为有利。煤层埋藏深度大，导致煤层气含量较高。煤层受岩浆作用，发生变质，煤化程度较高，煤的吸附能力较强。



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆太行构造区

- **焦作煤田：**北依太行断隆，南临开封断陷，东临汤阴断陷，总体形态为走向NE、倾向SE的单斜构造，高角度正断层发育，断层走向北中部为NE向，南部由于受 35° 构造带的影响，构造走向弧形转折，岩层紧密，断层封闭性好，埋藏深度较大，煤层气保存条件较好，从而使煤田煤层气平均含量较高，平面上主要受墙南向斜的影响，向斜轴部煤层气含量较两翼高。北部断层为开放性正断层，煤层上覆有效地层厚度较薄，导致煤层气含量较低。本区煤类别及煤变质程度较高，主要为无烟煤，是煤层含气量较高的主要因素之一。



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 嵩箕--豫东构造区

- **新安煤田：**根据钻孔资料分析，煤层气含量与煤层埋藏深度呈正相关，煤变质程度较深，相应的煤层气含量也较大。
- **偃龙煤田：**区内断裂以北西向的走滑断层和高角度伸展断层为主，主采煤层煤层气含量主要受地质构造控制，全区煤层气含量较低，且大部分处于瓦斯风化带。五指岭向斜轴部受压应力影响，阻隔煤层甲烷逸散，靠近五指岭向斜轴部煤层气含量逐渐增高。受区域岩浆热作用，煤变质程度较高，但是由于局部地段受岩浆热影响煤变质为超无烟煤，对甲烷的吸附能力骤降，且煤层埋藏较浅，使煤层大部处于瓦斯风化带。
- **荥巩煤田：**煤层气含量由西向东逐渐增加。西部的大峪沟井田分布了吸附能力极低的超无烟煤，煤层基本处于瓦斯风化带，煤层气含量一般在 $6\text{m}^3/\text{t}$ 以下，且煤层气含量等值线围绕超无烟煤呈环带状展布，呈现自西而东递增的趋势。煤田中部和东部，煤层气含量随埋藏深度增加而增加，平面上表现为自南向北沿煤层倾向含量逐渐增大。煤变质程度较高，具有较强的吸附能力。煤层虽埋深较浅，但是由于受滑动构造的封闭作用，煤层气保存条件较好，造成了煤田主采煤层煤层气含量较高。

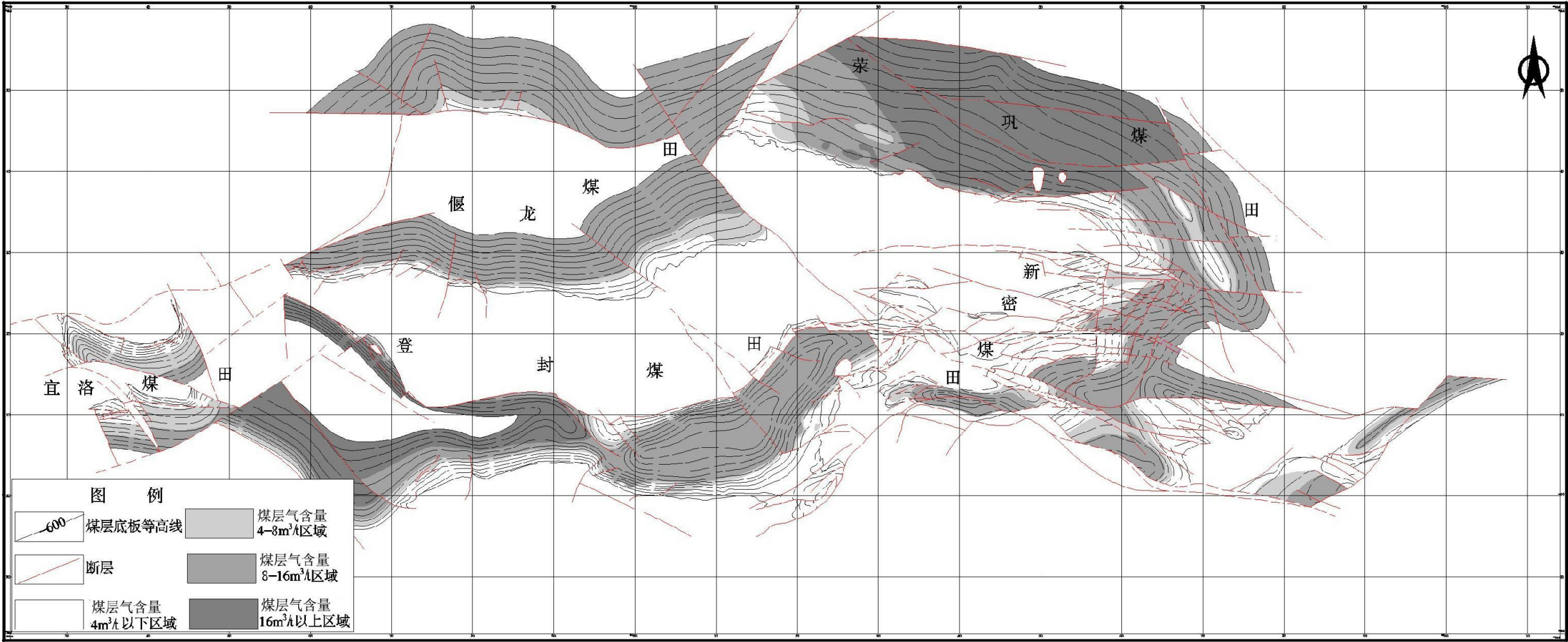
3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 嵩箕--豫东构造区

- **新密煤田：**主采煤层煤层气含量普遍较小，且煤层气含量与煤层埋深相关性极差，主要与煤田内煤层埋藏较浅，且构造发育有关。**登封煤田：**主体构造颖阳-芦店向斜在大金店以西、弧形转折外侧展布的白坪、新登、郃成井田煤层气含量均较低，一般在4 m³/t以下，因为弧形转折端的外侧属于张应力区，造成了煤层气的逸散，致使煤层气含量减小。
- **禹州煤田：**煤层埋藏深度较大，对煤层气保存有利，但煤层气含量与煤层埋藏相关性较差；此外，煤层顶板岩性为透气性较好的砂岩，有利于煤层气的逸散，也是造成煤田主采煤层煤层气含量较低的原因之一；另外，区内构造发育，破坏了煤层气的赋存条件，也是造成煤层气含量偏低的一个原因。
- **永夏煤田：**位于嵩（箕）徐（淮）东西向隆起带上的伸展型构造区，区内煤层瓦斯总体分布受一级构造永城背斜控制，煤层气含量沿背斜轴部向东、西随埋深加大而增加。西翼断裂较发育，煤层气含量小，东翼发育地堑式向斜，煤层甲烷保存条件相对较好，煤层气含量相对较高。由于岩浆侵入，使煤层气与煤层埋深的相关性变差，表现为在平面上沿煤层倾向煤层气含量增加的规律受到干扰，局部出现异常值，引起等值线局部闭合，并造成煤层气含量普遍较低。

3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 嵩箕--豫东构造区



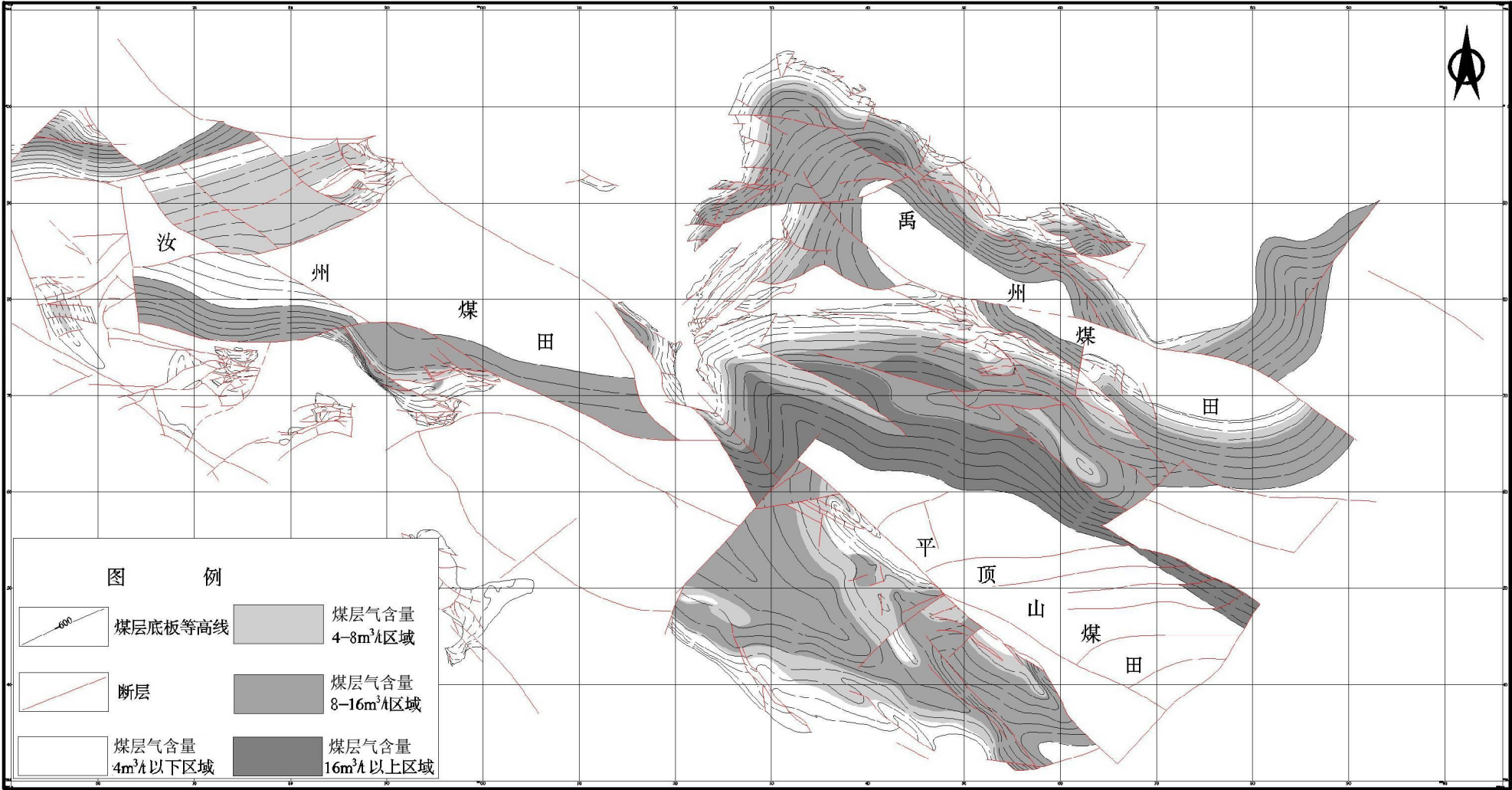
3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 崤熊构造区

- **陕浍煤田：**为侏罗系煤层，煤变质程度是主采煤层煤层气含量的主控因素，由于煤的变质程度较低，对甲烷的吸附能力较低，相应煤层气含量也低。
- **临汝煤田：**基本构造形态受控于秦岭造山带，由于先期的逆冲推覆及后期的伸展作用使煤层分割为孤立断块，且断块内小构造纵横发育，煤层气逸散严重，相应煤层气含量也低。
- **平顶山煤田：**位于华北板块南缘崤熊构造区NW向大型褶皱逆冲带中段前缘的陕（县）平（顶山）断陷区。平顶山矿区煤层煤层气含量分布基本受构造控制，矿区主体构造李口向斜轴部断裂不甚发育，煤层埋深及上覆有效地层厚度较大，有利于煤层气保存。两翼处于轴向正断层发育地带，煤层埋藏相对较浅，煤层气易于逸散。锅底山断层，为封闭式正断层，对于向斜轴部煤层气向浅部的逸散有阻隔作用。上述控气构造，导致山西组二1煤层煤层气含量在向斜轴部较高，向两翼方向逐渐降低，翼部的次级褶皱导致煤层气含量向轴部增大的总趋势产生局部波动。

3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆ 嵕熊构造区



3.河南省煤层气赋存特征与开发潜力评价

◆河南省煤层气开发潜力评价

- 根据煤层气含气量和资源丰度划分，河南省共有煤层气富集区4个，分别是荏巩煤田，新安煤田，偃龙煤田，新密煤田；煤层气重点开采区3个，分别是安鹤煤田，焦作煤田，平顶山煤田。
- 煤层气的富集区与重点开采区并非固定不变的，随着勘探程度的增加，煤层气富集区也可能转变为煤层气重点开采区。

表·煤层气资源评价单元划分依据

评价单元	平均含气量/m ³ ·t ⁻¹	煤层气资源量 10 ⁸ m ³	煤层气资源丰度/10 ⁸ m ³ ·km ⁻²	煤层气开发现状	煤层气开采潜力
富集区	褐煤—长焰煤：>1	>300	>0.5	未开发	较好
	气煤—瘦煤：>4				
	贫煤—无烟煤：>8				
重点开采区	褐煤—长焰煤：>1	>500	>1	已有煤层气勘探工程	好
	气煤—瘦煤：>4				
	贫煤—无烟煤：>8				

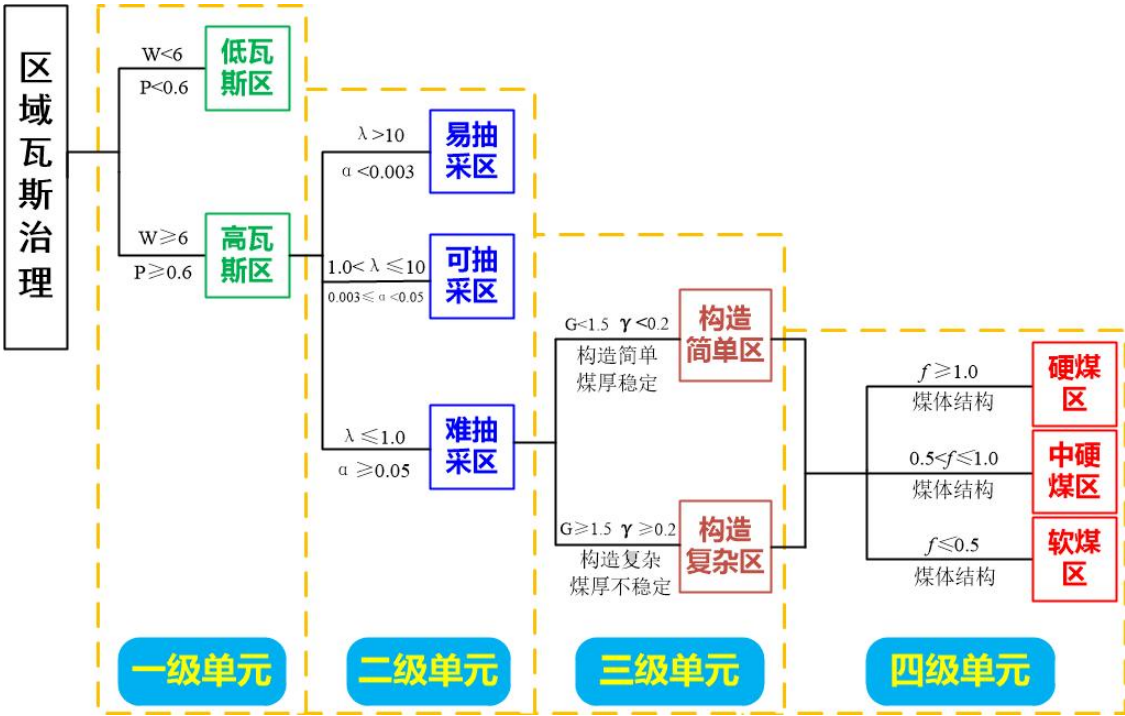
表·煤层气区带划分结果

煤层气区带类型	煤·田
煤层气富集区	荏巩煤田，新安煤田，偃龙煤田，新密煤田
煤层气重点开发区	安鹤煤田，焦作煤田，平顶山煤田

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 河南省煤层气资源开发有待突破的难题

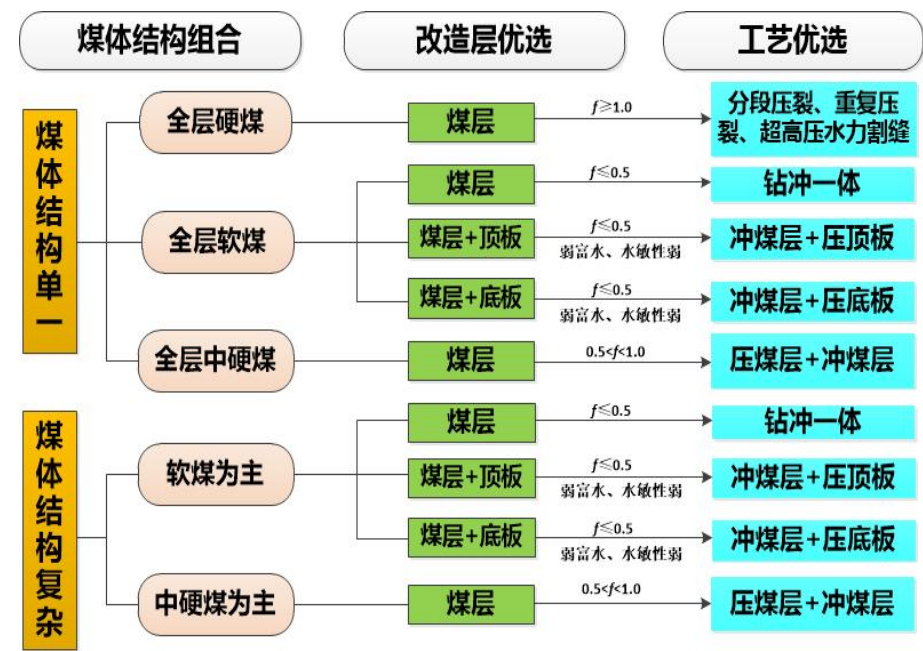
- (1) 有利靶区选择有待进一步加强研究
- 山西临兴区块、左权、昔阳等地区煤系气的成功开发，为河南省煤系气开发提供了新的思路和借鉴。如何精准的选取煤系气富集较高渗块段是河南省复杂地质背景下煤系气开发取得成功的第一步。
- 目前，大家比较一致的认识是：平顶山矿区、河南鹤壁-安阳、焦作和是煤层气开发的有利矿区。但这些矿区内哪些块段的煤层气或煤系气开发最有利，哪些较有利，哪些与煤矿区结合较好却不能给出明确的回答。
- 靶区选择的不得当，致使工艺无法实现地质目标。
- 目前煤层气的开发处于凭感觉零敲碎打状态。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 河南省煤层气资源开发有待突破的难题

- (2) 与地质储层相适配性的开发工艺技术缺乏优化实践
- 我省大部分为石炭-二叠纪煤系地层沉积环境，与沁水盆地同属华北地台海陆交互相沉积，煤系地层及煤层厚度的稳定性、成煤、成气环境及生物时期大致相同，具有相同的资源优势。
- 太行山东部煤盆地受印支、燕山构造运动的影响相对西部更大，我省各主要矿区煤系地层地质条件复杂，煤层多以小的构造单元和资源区块存在；属于“三低”（低渗透、低饱和度、低储层压力）区；且多为构造煤层。
- 与沁水、鄂尔多斯生产基地相比，我省煤层气抽采技术工艺与相应区块地质条件的适应性探索是实现规模化抽采的关键。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 河南省煤层气资源开发有待突破的难题

- (3) 缺乏有力的组织和攻坚克难的科学精神
- 山西省煤层气的开发既有煤层气公司独立开发模式，也有煤矿企业与煤层气公司合作开发模式，还有商业化模式。
- 有人认为山西省煤储层渗透率相对较高，地面开发难度相对小，煤层气公司独立经营时开发风险小。而河南省煤层地质条件复杂，煤体破坏严重，煤层气公司开发风险大。实际上，山西初期所有队伍都是投入大无产出，有一天突然都出气了。急不得、虚不得、慢不得、停不得。
- 煤层气活动均是在煤矿区进行的，煤层气公司没有采气权，合作模式需要政府的统一组织协调。
- 政府和企业研发投入不足，技术瓶颈难以突破；技术引进与消化吸收能力不足，领军人物缺乏，团队建设和人才培养滞后；专业队伍建设不强；激励机制不完善，示范项目与产业化支持力度不够力等。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 河南省煤层气资源开发有待突破的难题

- (4) 相应的鼓励政策和扶持政策需要加强
- 目前，虽然地面煤层气开发有了一些扶持政策，但对于河南省复杂地质条件煤层气的开发，需要进一步加大扶持力度和政策引导。
- 以往的煤层气试验井不成功就不在支持，导致打一口换一个地方，换一个地方打一口。缺乏对失利因素进行系统地、深入的分析与总结。
- 缺乏系统的煤层气勘探开发，导致勘探程度低，评价不精细不精准。截止目前整个河南钻探的煤层气井仅300余口，需要大量投入到勘探开发和技术研究之中。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术模式路径

- 煤炭开采与煤层气开发如何协调共采，是目前煤与煤层气共采急需解决的关键科学问题。在煤与煤层气共采模式，目前国内有名的主要有“晋城模式”和“淮南模式”。
- “十二五”期间，基于煤炭开采时空接替规律，煤矿区划分为生产规划区、开拓准备区与煤炭生产区3个区间，晋煤集团创新地建立了“三区联动”包括地面井抽采、井下钻孔抽采、井上下联合抽采的抽采模式。煤与煤层气协调开发取得了良好应用效果。
- 申请了煤与煤层气共采国家重点实验室，持续开展煤与煤层气共采理论和关键技术攻关，将“十二五”形成的“三区”联动立体抽采“晋城模式”发展成为全矿区、全层位、全时段煤与煤层气共采“四区联动”（规划区、准备区、生产区、采空区）立体抽采模式及技术体系（新晋城模式）。
- “晋城模式”建设费用利用煤矿本身的瓦斯治理经费，抽采的商品气销售收入由煤层气企业支配，充分利用集团内部优势开展瓦斯治理，本身不存在沟通衔接的问题。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术模式路径

- 淮南矿区煤层埋藏深、地温高、地压大，瓦斯压力及含量大，属于典型的低透气性松软煤层。以保护层卸压和强化预抽技术为代表的区域性瓦斯治理技术，称为“淮南模式”，已在国内多煤层高瓦斯矿区广泛应用。
- 袁亮院士发现采动卸压能明显增加煤层透气性，煤中大量吸附瓦斯解吸为游离瓦斯，可抽采性大大增加，并打破传统自上而下开采煤层程序，系统研究了采动岩层移动规律及裂隙发育特征、瓦斯流动规律和瓦斯抽采方法，创立了卸压开采抽采瓦斯理论。在煤层群中选择无突出危险或弱突出危险的煤层作为保护层首先开采，充分利用采动造成上下煤岩层膨胀变形和松动卸压，增加突出煤层的透气性，解吸出大量游离瓦斯，然后通过施工抽采巷、钻孔、钻井等集中抽采卸压瓦斯，消除（或降低）煤与瓦斯突出危险，达到区域治理瓦斯目的。并据此提出卸压开采抽采瓦斯技术模式。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术模式路径

- 先采气后采煤的“三交模式”
- 三交模式：是中石油煤层气公司为解决三交区块复杂的矿业权重叠问题，在彼此承认对方矿业权的基础上，与煤炭开采企业签订合作协议，进入矿业权重叠区域内进行煤层气的勘查开发，有效降低开发区瓦斯浓度，解决矿业权重叠矛盾的一种互利共赢模式。在该模式下，三交项目与煤炭企业共同维护重叠区内煤层气和煤炭的勘查开发秩序，及时交换、共享动态资料，在双方矿业权重叠区共同进行规划部署，采用地面抽采方式（采前抽）进行煤层气勘探开发，实现了“先采气、后采煤，采煤采气协调发展”。“三交模式”的合作项目费用完全由煤层气企业自筹，虽然抽采的商品气销售收入全归煤层气企业所有，在煤矿有开采需求时，煤层气企业要无偿避让。
- 缺点是：“三交模式”仅通过合作协议和定期会晤方式合作，存在违约和人员流动等风险；煤层气企业的资金压力和抽采风险高；仅协议在煤矿的8年规划区以及5-8年规划区内进行“采前抽”的煤层气地面抽采。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术模式路径

- 合作共赢的“中联-阳煤模式”
- 中联煤层气公司将自身的煤层气开发技术优势与阳煤集团煤炭矿业权优势、煤矿瓦斯治理需求相结合，成立联合管理会，以煤矿五年规划区为重点规划区域，采用“采前抽”的方式，费用分担、利益共享，实现了采煤采气一体化开发的目标。“中联-阳煤模式”的合作项目经费由煤层气企业和煤炭企业协商后共同承担，抽采后的商品气销售收入由煤层气企业支配，降低了煤层气企业的资金压力和抽采风险；通过联管会机制建立了健全的沟通渠道，最大程度地减少了沟通障碍。
- 缺点是：“中联-阳煤”模式仅在煤矿5年规划区进行“采前抽”。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

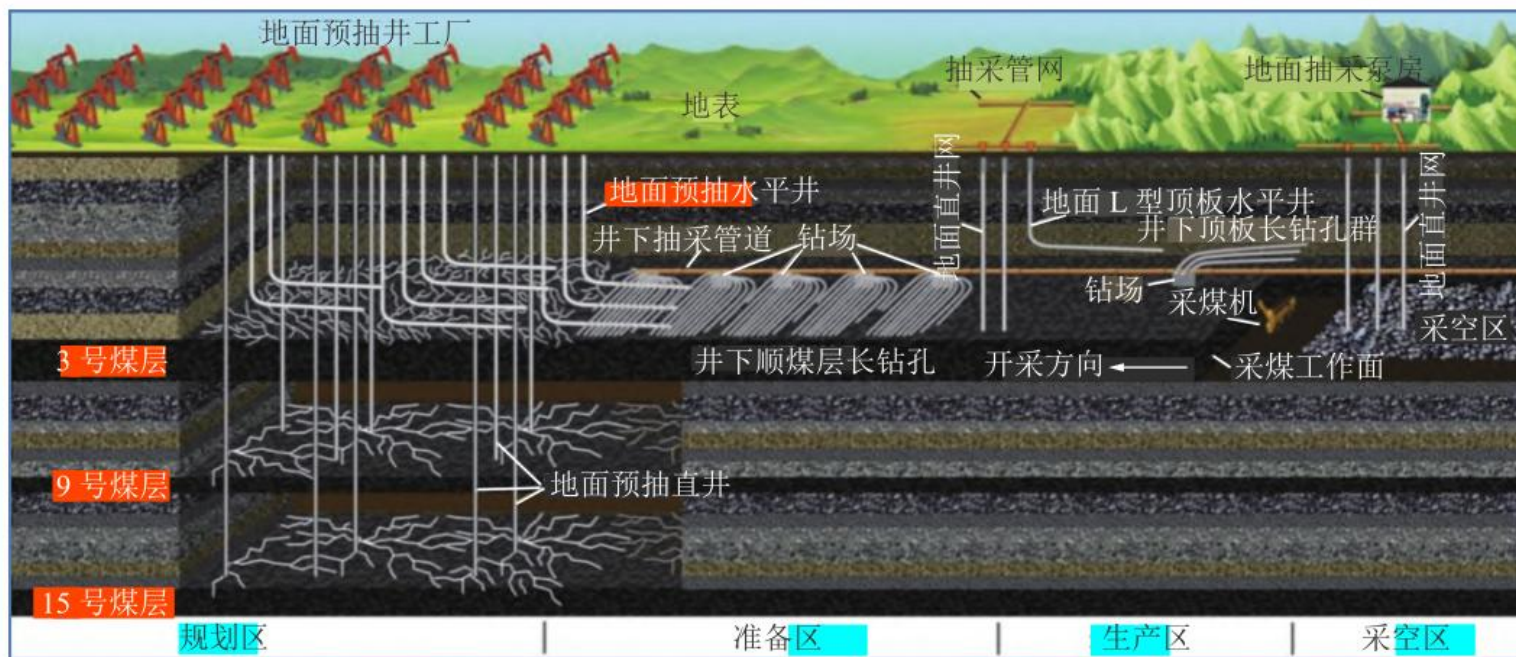
◆ 技术模式路径

- 综合上述模式优缺点分析，河南省煤层气（煤矿瓦斯）抽采逐步发展成为“煤矿区煤层气（煤矿瓦斯）抽采模式”与“非煤矿区煤层气商业化开发模式”并存的煤层气（煤矿瓦斯）产业发展模式。
- 1) 煤矿区煤层气（煤矿瓦斯）抽采模式，包括煤矿规划区地面超前预抽、煤矿准备区地面与井下联合立体抽采、煤矿生产区井下抽采和采动区地面与井下抽采、废弃矿井地面抽采等，属刚性需求，发展势头强劲，该模式有望形成独具特色的量大、面广的煤层气（煤矿瓦斯）抽采局面。
- 2) 非煤矿区煤层气规模化商业开发模式，包括直井压裂、丛式井压裂、水平井裸眼或下筛管、水平井多级压裂等多井型组合开发模式。这种模式是波动性的发展，与市场和价格密切相关。该模式有望形成典型的大区域、大规模的煤层气产业化生产基地。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

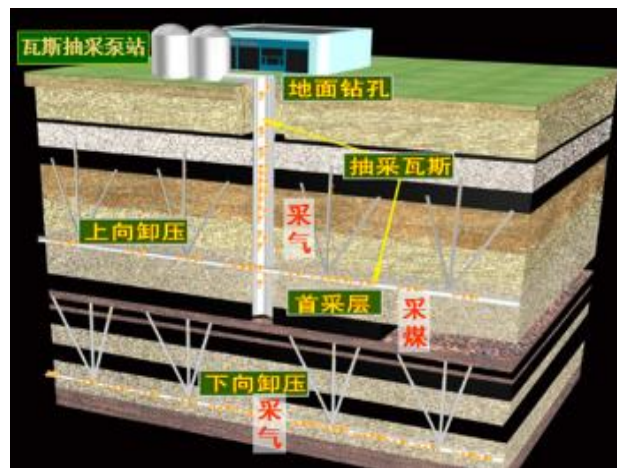
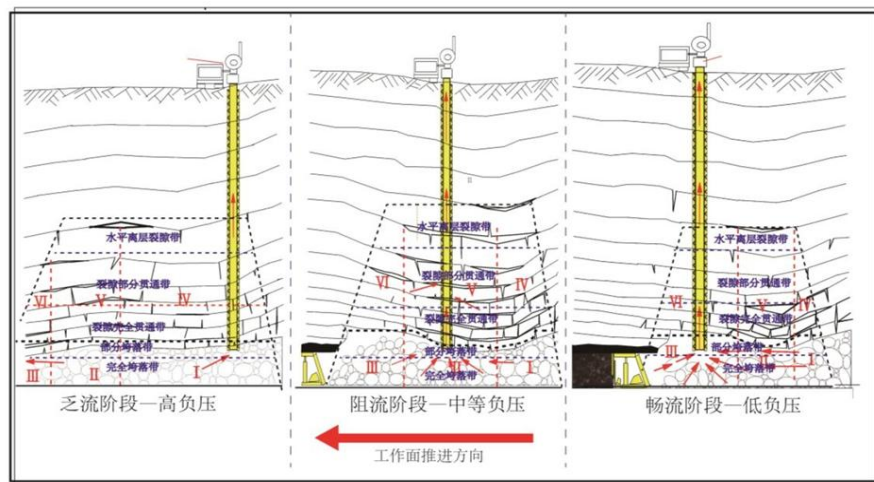
- 煤矿区煤层气（煤矿瓦斯）抽采—“四区”联动开发
- 煤矿规划区地面超前预抽：原始煤储层瓦斯含量高于 $16\text{m}^3/\text{t}$ 的规划区，至少提前8-10年超前预抽，采用地面预抽的方式。结合地形地质条件，采用垂直井、定向井、丛式井、水平井（单分支L型井、多分支水平井、U型井及其组合）等，通过地面压裂增产改造工艺，采用地面排水降压，实现煤层气地面预抽。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

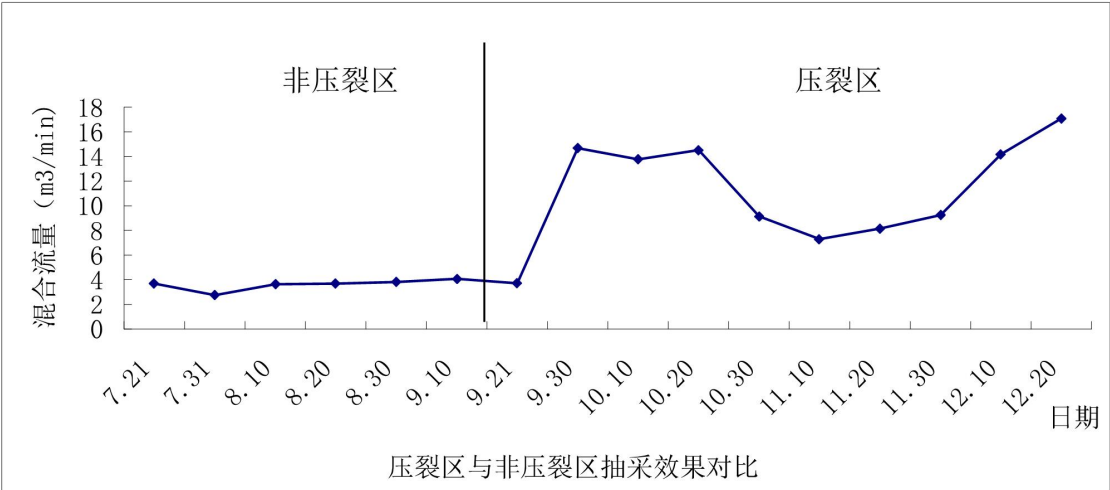
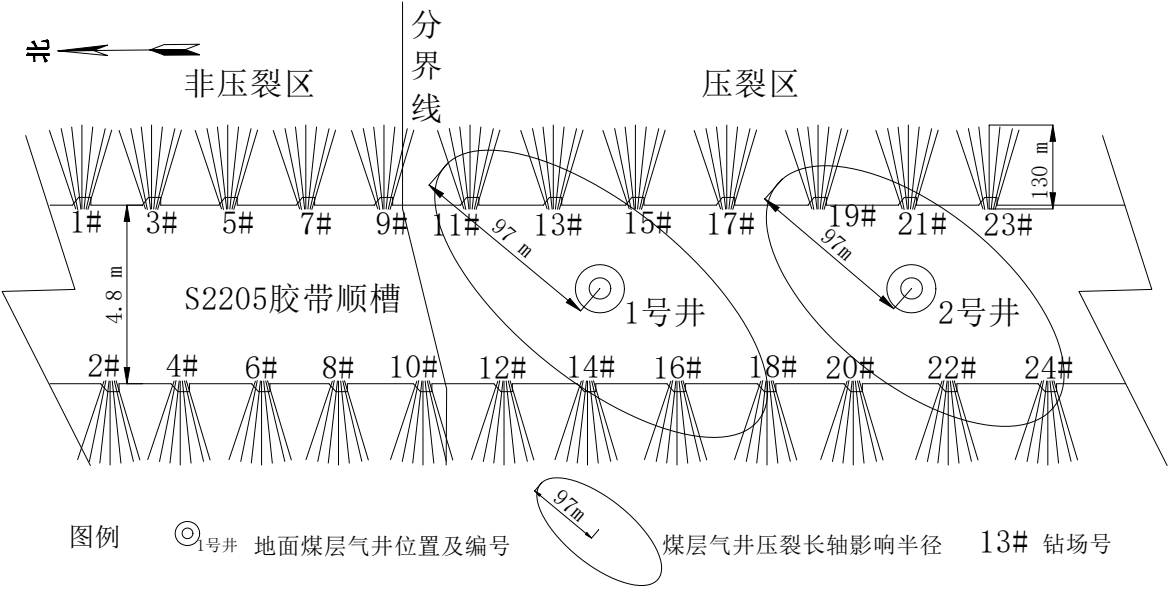
- 煤矿准备区地面与井下联合立体抽采：准备区提前3-5年或更长时间先抽后掘。在煤矿待掘进巷道区域，地面条带状布置垂直井组或水平井，通过压裂改造解决巷道掘进过程中瓦斯超限及突出，尤其是通过压裂破坏及释放瓦斯聚集高压区。准备区地面井压裂后有时间可进行地面预抽采，没有足够抽采时间，通过压裂改造，可破坏压裂影响范围的瓦斯包，增强储层渗透性，便于后续井下长钻孔瓦斯抽采。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

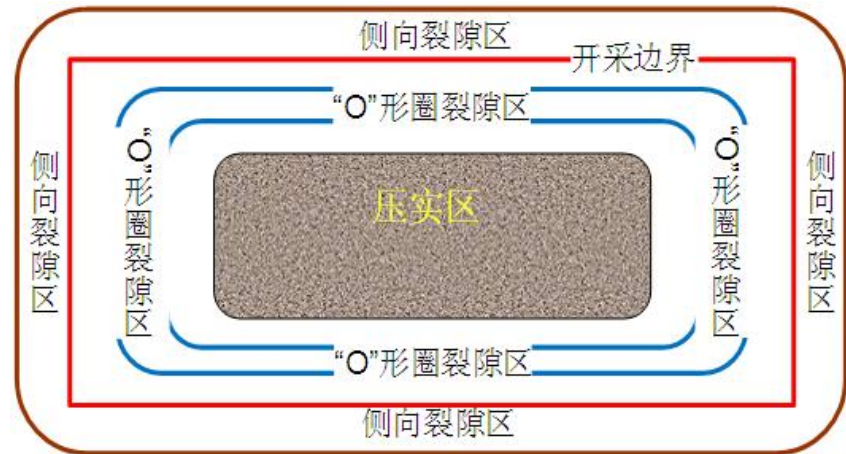
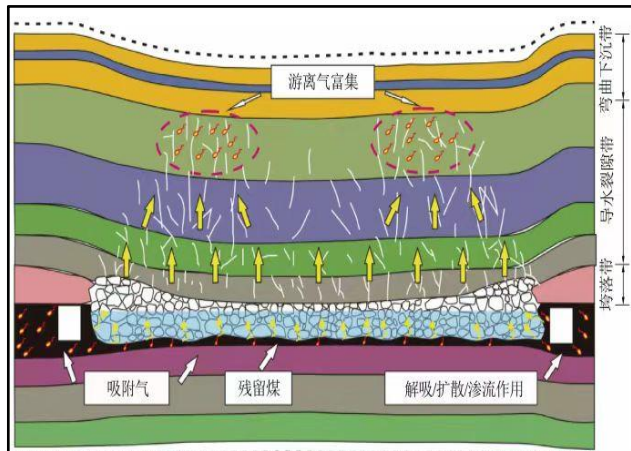
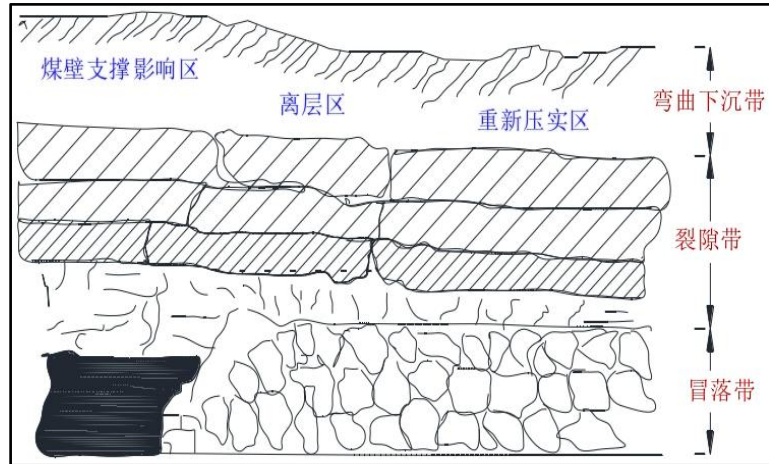
- 煤矿生产区井下规模抽采和采动区地面与井下抽采
- 煤矿生产区采用：①地面井压裂井下抽采，将井下长钻孔抽采与地面压裂改造技术有效耦合起来；②地面采动井、采空井（直井井组或L型井），充分利用煤层回采卸压增透效应，地面钻井抽采采动卸压区、采空区瓦斯，解决采煤工作面回采过程中上隅角瓦斯超限和采空区涌出瓦斯问题。③井下区域递进式定向长钻孔精准均衡抽采，对目的煤层进行全区域精准覆盖，递进抽采，整体均匀降低目的煤层瓦斯含量。④井下低、中、高位钻孔（群）抽采技术，即“以孔代替”技术，解决初采期到基本顶初次破断后裂隙带瓦斯抽采。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

- 废弃矿井地面抽采
- 目前山西省已经率先开展了废弃矿井煤层气富集规律、废弃矿井采空区煤层气资源评价及井位优化研究，形成适应废弃矿井采空区地面抽采工艺和技术体系，为废弃矿井采空区煤层气开发提供技术依据。形成的技术有矿采空区煤层气资源评估关键技术、地面钻井穿越双富集区的最优层位和采空区边角布井的井位优选方法、废弃矿井采空区地面安全高效钻井核心技术、废弃矿井采空区安全抽采标准和分级利用技术体系等。截至2020年底，已施工抽采井129口，抽采并利用煤层气1.28亿立方米，实现二氧化碳减排192万吨，消除了抽采矿区井下采空区瓦斯积聚造成的安全隐患，为我国废弃矿井采空区煤层气开发提供了理论依据和示范样板，有助于实现煤炭产业清洁安全低碳发展、优化能源结构、温室气体减排。



4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

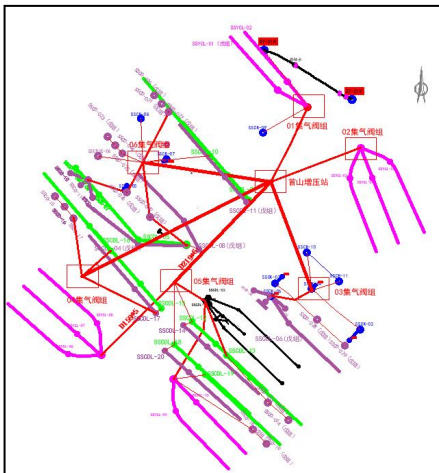
- 中深部煤田煤层（成）气规模化商业开发
- 煤层（成）气勘探
- 河南煤系地层巨厚，含多组煤层，深部资源潜力大。
- 中深部煤田煤层（成）气勘探遵循勘探前期评价、勘探技术试验、对区块进行整体勘探评价和工程技术试验三个阶段。以落实资源甜点、主体工程工艺技术为目标，开展地质综合评价与物探工程、钻井工程、录井工程、测井工程、压裂工程、采气工程一体化攻关研究，形成一套适用的勘探开发技术方法体系。

评价类别		评价参数	评价指标			获取方法	
			好	中	差		
资源条件		资源丰度 (10 ⁸ m ³ /km ²)	≥1.2	0.8 ~ 1.2		≤0.8	测井分析及实验测试
构造条件		构造单元	宽缓斜坡	断褶带		断裂带	地震解释
			好	中	差		
		构造形态	单斜构造或宽缓褶皱，地层倾角<3°	开阔褶皱为主，地层倾角3°~7°	闭合-紧闭褶皱为主，地层倾角>7°；或负构造圈闭		地震解释
开发条件	可压性	煤体结构	原生-碎裂	碎裂-碎粒	碎粒-糜棱	/	煤心观测或测井解释
		裂缝裂隙	裂缝密度≥6（条/厘米），不穿层	裂缝密度4~6（条/厘米），不穿层	裂缝密度≤4（条/厘米），或存在穿层裂缝		岩心观测或成像测井
		三向应力差	最大水平主应力最大，且与垂向应力差≥15 MPa	最大水平主应力最大，且与垂向应力差<15 MPa	垂向应力最大，且与最大水平主应力差≥15 MPa		测井解释
	流体可动性	孔径及孔隙连通性	大中孔占比≥50%，I类孔（两端开口圆筒形孔及四边开放的平行板状孔）占比≥50%	大中孔占比50%~30%，II类孔（一端封闭的圆筒形孔、平行板状孔、楔形孔和锥形孔）占比≥50%	大中孔占比≤30%，III类孔（细颈瓶形孔）占比≥50%		实验测定或测井解释
		含气饱和度	≥80	40 ~ 80	≤40		等温吸附实验测定

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术体系路径

- 煤层（成）气开发
- 中深部煤田煤层（成）气开发包括规模建产、气田生产阶段。
- 规模建产阶段：以提高单井产量、资源动用率和开发效率为目标，开展气田开发地质动态与压裂工程、采气工程、地面工程方案优化一体化攻关研究。
- 气田生产阶段：以保障气田稳产、提高气田采收率为目标，开展气藏精细开发动态研究，以及开发单元和优化采气工程优化一体化精细研究。



平顶山矿区首矿开发井位分布图



平顶山矿区首矿CD-01井点火照片



平顶山矿区首矿CD-01井修井照片

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 1、搭建产学研科研平台，科研先行
- **建立联合研发机构：**依托国内外高校及科研机构，联合国内外知名能源企业，共同建立煤层气开采技术研发中心，专注于煤层气勘探、开采、利用等方面的前沿技术研究。构建集透明地质-精准探测-精细评价-适用工艺-高效开发-配套装备一体化的煤成（层）气高效利用核心闭环系统，突破河南省煤成气高效增产稳产与开发的关键科学理论与核心技术，全面提升煤成气科技领域的产业建设、学科建设、科学研究、人才培养“四位一体”协调发展，为河南省煤成气规模化开发和产业化提供长期的科技支撑。
- **强化科研投入：**将煤层气列入我省重点研发领域，成立重点实验室，支持关键技术的研发和创新。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 2、集中省内煤层气地质队伍优势，地质先行
- **整合地质资源：**集中省内煤层气研究院和煤层气地质勘查队伍，利用地质调查、地球物理勘探、地质钻探等手段，对煤层气资源进行详细勘探和评价。开展含煤地层多源气成藏理论研究、资源综合评价和综合开发新技术，培育含煤地层非常规天然气融合新学科。
- **加强地质研究：**开展煤层气地质特征、储层特性、资源分布规律等方面的深入研究，为煤层气开采提供科学依据。
- **建立地质数据库：**建立全省煤层气地质数据库，实现地质数据的共享和集成，提高地质勘查效率和准确性。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 3、集中省内勘探开发队伍优势，试验先行
- **组建专业勘探开发团队：**整合省内（石油天然气、煤田、水文等）煤层气勘探开发队伍，组建专业团队，负责煤层气资源的勘探、开发和利用工作。
- **开展试验项目：**在重点煤层气区块开展勘探开发试验项目，探索适合河南省地质条件的煤层气开采技术和管理模式。应用集成创新关键开发技术，五年内在河南省建成2个“煤成气高产示范区”，实现煤矿未采区水平井日产气5000方，煤矿采动区水平井日产气超万方，煤矿采空区直井日产气超3000方的建设目标。
- **推广成功经验：**及时总结试验项目的成功经验，并在全省范围内推广，推动煤层气规模化开发。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 4、引进国内技术实力雄厚队伍，圈出最优区块进行商业化探索，能者先行
- **引进先进技术和管理经验：**积极引进国内外具有煤层气开采先进技术和丰富经验的团队，参与河南省煤层气资源的商业化开发。从石油行业或外省引入大埋深钻井与成孔技术。引进高应力条件下精准导向技术与工艺，研发高应力松软煤层钻进技术与工艺和松软煤层钻进相配套钻具，对松软煤层区煤层气规模化开发进行技术支撑。引进国内外最新的压裂设备与压裂技术工艺，针对我省特殊的地质条件与资源禀赋特征，对现有压裂技术进行研发和改进，提高压裂技术的适用性和匹配性。引进国内外采空区破碎带钻井新技术与工艺，对采空区煤成气资源进行开发利用。引进国内外煤层气、页岩气、致密砂岩气及煤系气领域最先井的排采工艺，通过引入、消化、创新，最终形成适用于我省煤成气排采的新技术工艺标准。
- **建立合作机制：**与引进团队建立长期合作关系，共同探索煤层气商业化开发模式，推动煤层气产业的可持续发展。
- **推动商业化示范项目：**在重点煤层气区块建设商业化示范项目，通过示范项目的成功运营，带动全省煤层气产业的发展。

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 5、成立组织机构统筹协调
- **成立煤系气产业化领导小组：** 由省政府牵头，成立煤系气产业化领导小组，负责统筹协调煤层气规模化开发过程中的政策和资金问题。
- **制定煤层气发展规划：**



钻井



测井



录井



检测化验



压裂



排采

4.河南省煤层气规模化开发路径选择

◆ 技术政策及体制路径

- 6、出台扶持鼓励科研、勘探开发、商业化开发、矿权、投资融资国债等政策
- **制定优惠政策：**出台一系列优惠政策，包括税收减免、财政补贴、贷款贴息等，支持煤层气科研、勘探开发、商业化开发等各个环节。例如：按抽采气量给予补贴，对于利用的煤层气在原来补助0.2元/立方米的基础上，进一步提高到有较好收益等。
- **完善矿权管理：**。
- **拓宽融资渠道：**
- **建立激励机制：**

谢 谢 ！

个人 观点 谨 供 参 考